

Zygmunt PARCZEWSKI*

Wpływ handlu emisjami CO₂ na procesy restrukturyzacji i koszty środowiskowe przedsiębiorstwa energetycznego

STRESZCZENIE. W artykule scharakteryzowano zasadnicze regulacje unijne i krajowe stanowiące podstawę do wdrożenia systemu handlu emisjami (SHE) CO₂ w Polsce. Zreferowano kolejno istotę i mechanizmy wdrażanego handlu emisjami oraz główne zasady funkcjonowania i okresowe kryteria ceny funkcjonowania SHE. Przedyskutowano obowiązkowe i dobrowolne mechanizmy wymagające wdrożenia w każdej firmie uczestniczącej w SHE, które omówiono na bazie nowo zdefiniowanej grupy procesów biznesowych. Podkreślono wagę i znaczenie formalne i ekonomiczne rzetelnego przeprowadzenia procesu monitorowania emisji CO₂ i rozliczenia rocznego emisji z przyznaną liczbą uprawnień. Wskazano także na dozwolone w Polsce elastyczne mechanizmy zarządzania uprawnieniami, takie jak: bankowanie, pożyczanie, przenoszenie pomiędzy instalacjami w roku, grupowanie i wspólne zarządzanie portfelem uprawnień. Następnie przedstawiono rozważania ekonomiczne na temat rachunku kosztów i korzyści jaki potencjalnie może nieść ze sobą zbyt szybkie wdrożenie systemu benchmarków produkcyjnych, przy przyznawaniu uprawnień przedsiębiorcom. Zasygnalizowano problem znaczących konsekwencji ekonomicznych i społecznych w przypadku złego dokonania przydziału, szczególnie na rynkach lokalnych (ciepłownictwo), często o charakterze monopolu (producenta/ dostawcy). Następnie zdefiniowano listę pilnych działań koniecznych do wdrożenia w przedsiębiorstwie uczestniczącym w SHE. Sformułowano listę procesów biznesowych i związanych z nimi dokumentów jakie stworzy wdrożenie SHE. Na zakończenie przeanalizowano możliwe skutki handlu emisjami dla realizacji kluczowych celów polityki państwa. Wskazano na potencjalne zagrożenia dla dostaw energii elektrycznej i ciepła, jeśli wdrożenie SHE będzie realizowane bez odpowiedniego nadzoru przez — jak dotychczas —

* Dr inż. — Badania Systemowe „EnergSys” sp. z o.o., Warszawa.

Recenzent: doc. dr hab. inż. Mariusz KUDELKO

mało doświadczone instytucje administracji rządowej. W załącznikach do artykułu zestawiono wartości produkcji, emisji CO₂, uzyskanych efektów redukcji emisji oraz kilku wybranych wskaźników emisyjności, charakteryzujących sektory: elektrowni zawodowych, elektrociepłowni zawodowych i ciepłowni zawodowych. Zestawiono również liczby uprawnień proponowane do przydziału na lata 2005—2007 w projektach KPRU z ostateczną ich liczbą przydzieloną na mocy rozporządzenia Rady Ministrów z grudnia 2005 r.

SŁOWA KLUCZOWE: handel emisjami CO₂, uprawnienie zbywalne do emisji CO₂, nowe procesy biznesowe, przedsiębiorstwo energetyczne, polityka energetyczna, Polska

Wprowadzenie

Nie bez przyczyny problematyka handlu emisjami stała się ostatnio w Polsce i Europie bardzo nośną. Z jednej strony ma to bezpośredni związek z wdrażaniem w państwach członkowskich Unii (EU'25) systemu handlu prawami do emisji, w którym kluczową rolę odegrać mają przedsiębiorcy zarządzający dużymi źródłami emisji CO₂. Z drugiej strony związek ten wynika z ogromnego — w Polsce zaś niestety, jeszcze niezbyt dobrze dostrzeganego i rozumianego — wpływu tego nowego instrumentu na przyszłe funkcjonowanie przedsiębiorstw — uczestników systemu handlu emisjami (SHE).

Zaniepokojenie budzi fakt wciąż zbyt mało skutecznych wysiłków i działań podejmowanych w celu szybkiego i sprawnego wdrożenia SHE w Polsce. Uważam, że nawet niedoskonały, bo z szeregiem ograniczeń, ale za to zrozumiały dla uczestników SHE plan wdrożenia oparty na stabilnych regulacjach prawnych powinien istotnie zmniejszyć ryzyko działalności przedsiębiorców. Jego brak ryzyko to niestety potęguje.

O tego rodzaju zagadnieniach jest m.in. mowa w artykule. Dla lepszego zrozumienia tych naprawę ważnych spraw dla każdego uczestnika handlu emisjami dodałem informacje wprowadzające czytelnika w istotę i mechanizmy SHE w Polsce i w EU'25.

Już na wstępie podkreślam, że gotowość do zastosowania instrumentu zarządzania dostępem do ograniczonych zasobów, w tym przypadku limitem emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, ma swoje źródło w wielu opracowaniach teoretycznych, jak też — co ważniejsze — w rozwiązaniach praktycznych. Szczególnie pozytywnego przykładu dostarczają wdrożone i z powodzeniem funkcjonujące od ponad 10 lat rozwiązania handlu emisjami w USA, a ostatnio także w Wielkiej Brytanii, Holandii czy Danii. Przykłady te zachęciły Komisję do zainicjowania różnych prac studialnych i analiz oceniających skutki wdrożenia tego instrumentu do zarządzania emisjami. Uzyskane wyniki wskazały, że na obszarze EU'15 (stare kraje Unii) można oczekiwać bardzo istotnego obniżenia kosztów redukcji emisji dzięki wdrożeniu SHE — w porównaniu do dotychczas stosowanych rozwiązań tzw. regulacji indywidualnej (metody nakazowo-kontrolne). Publikacje internetowe Komisji Europejskiej wskazują, iż oczekuje się osiągnięcia celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o 8% (cel Kioto) przez państwa EU'15 kosztem oszacowanym na 2,9—3,7 miliardów EURO/rok (stanowi to poniżej 0,1% unijnego PKB).

Równocześnie Komisja informuje, że inne przeprowadzone na jej zamówienie badanie wskazało na koszt nawet do około 6,8 miliardów EURO/rok — przewidywany do wydatkowania przez EU'15 na osiągnięcie celu redukcyjnego Kioto. Koszt ten odpowiadałby zastosowaniu regulacji indywidualnych, w miejsce handlu emisjami¹.

Podkreślam, że są to oszacowania kosztów osiągnięcia celu redukcyjnego tylko dla krajów EU'15. I nie chodzi w tym przypadku o bezpośrednią ocenę stopnia dokładności i poprawności przytoczonych wartości liczbowych, gdyż prawie zawsze wypełnienie ograniczenia nałożonego na większą zbiorowość jest sumarycznie tańsze aniżeli wynika to z sumy kosztów ograniczeń indywidualnych. To znana reguła, której wystąpienia należy oczekiwać również w Polsce. Co ciekawe, jej działanie ujawnić się może już w pierwszym okresie handlu emisjami (lata 2005—2007). Będzie to następstwem decyzji Komisji Europejskiej wymuszającej o prawie 16,5% redukcję zaproponowanego w Krajowym Planie Redukcji Emisji (KPRU) przydziału uprawnień do emisji CO₂². Może się bowiem okazać, że niektóre krajowe przedsiębiorstwa będą zmuszone do dokonywania zakupu uprawnień na rynku już w pierwszym okresie obowiązywania SHE.

Konkluzja taka może być (i jest) niewątpliwie szokująca dla bardzo wielu uczestników SHE, gdyż gwałtownie przybliża, a wręcz czyni realnym nowe, trudne wyzwanie dla szeregu krajowych przedsiębiorców. Czy i w jaki sposób to nowe wyzwanie stanie się zagrożeniem, a kiedy może stanowić szansę rozwojową zależy w największym stopniu — **już dzisiaj** — od decyzji podejmowanych przez samych przedsiębiorców. To warunek konieczny każdej racjonalnej, dojrzałej strategii przedsiębiorcy. Ale nie jest to niestety warunek wystarczający. Ten ostatni w dużym zakresie zależy od działań i decyzji podejmowanych w otoczeniu rynkowym uczestników SHE, kreującym „pole i zasady gry”. W interesującym nas systemie kluczowe ramy i reguły gry ustalają organy administracji państwowej oraz w pewnym stopniu — samorządowej³.

W artykule pewną uwagę kieruję na inne, nie mniej ważne elementy systemu optymalizacji kosztów użytkowania środowiska aniżeli instrument handlu uprawnieniami zbywalnymi do emisji gazów cieplarnianych (GC). Jeden z takich elementów tworzy niewątpliwie sposób podejścia instytucji państwowych do organizacji procesu negocjacyjnego z Komisją, którego efekty trzeba następnie wdrożyć jako pakiet instrumentów do zarządzania polityką środowiskową, a właściwie — co zdecydowanie podkreślam w artykule — **instrumentów wpływających na wiele aspektów polityki gospodarczej kraju**. To niezwykle istotne zagadnienie szczególnie dla Polski, której gospodarka i cała struktura energetyczna bazują w ogromnym stopniu na paliwach węglowych. Kwestię tę omawiam pokrótce w dalszej części artykułu. Wpierw jednak charakteryzuję podstawy i istotę systemu handlu emisjami oraz wybrane mechanizmy SHE.

W podsumowaniu rozważań sygnalizuję potencjalne dylematy rozwoju gospodarczego w kontekście możliwych skutków wdrożenia systemu handlu emisjami w Polsce —

¹ http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/04/44&format=HTML*aged=0&language=ENguiLanguage=en.

² Zob. decyzja Komisji z dnia 8 marca 2005 http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/poland_final_pl.pdf.

³ Przy wydawaniu decyzji określających warunki korzystania ze środowiska — w pozwoleniach zintegrowanych i/lub pozwoleniach określających emisje zanieczyszczeń do powietrza atmosferycznego.

w krótkiej i średniej perspektywie czasowej, uznając, że w aktualnych uwarunkowaniach gospodarczo-społecznych kraju to zasadnicza perspektywa czasowa do oceny tego instrumentu.

1. Podstawa, istota i mechanizmy systemu handlu emisjami

1.1. Podstawa wspólnotowego systemu handlu emisjami

Emisje CO₂ należą do procesów mających wpływ na globalne zmiany klimatyczne Ziemi niezależnie od miejsca ich powstawania. Podjęcie kroków zaradczych wymaga zastosowania adekwatnego, skoordynowanego podejścia o charakterze ponadpaństwowym. Kierując się tą wytyczną „stare” państwa członkowskie Unii Europejskiej (EU’15) uzgodniły zasady i mechanizmy obejmujące wspólne działania, mające doprowadzić do skutecznej i efektywnej ekonomicznej redukcji emisji CO₂ o 8% (w stosunku do emisji z 1990 r.) — zgodnie z zobowiązaniem podjętym solidarnie przez EU’15 w Kioto.

W tym celu EU’15 przyjęła dyrektywę 2003/87/WE, z dnia 13 października 2003 r. — „Ustanawiającą system handlu uprawnieniami zbywalnymi do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/EC” (tzw. IPPC⁴), zwaną dalej dyrektywą ETS (*emission trading system*) [1]. Dyrektywa weszła w życie z dniem 25 października 2003 r. Zgodnie z jej przepisami system handlu emisjami CO₂ powinien zostać uruchomiony w każdym kraju z dniem 1 stycznia 2005 r., zaś jego jednolite reguły obejmą obszar całej Wspólnoty Europejskiej (EU’25).

Kolejnymi regulacjami unijnymi o istotnym znaczeniu dla SHE są:

- ✧ Decyzja Komisji nr 156 z dnia 29 stycznia 2004 r. określająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz
- ✧ Rozporządzenie Komisji z dnia 21 grudnia 2004 r. „w sprawie standaryzowanego i zabezpieczonego systemu rejestrów stosownie do dyrektywy 2003/87/WE oraz decyzji nr 280/2004/WE”⁵ [2].

Decyzja Komisji (tzw. monitoringowa) reguluje obowiązki przedsiębiorców przede wszystkim o charakterze formalno-technicznym, które wypełnić musi absolutnie każdy uczestnik SHE — prowadzący instalację. Natomiast rozporządzenie Komisji reguluje bardzo precyzyjnie wszelkie zagadnienia związane z obrotem uprawnieniami do emisji. Określa ogólne zasady i procedury obrotu, wymagania w zakresie specyfikacji funkcjonalnych i technicznych oraz standardów wymiany informacji i minimalnych wymagań bezpieczeństwa dotyczących wykorzystywania elektronicznych baz danych w rejestrach, obsługujących wszystkie procesy obiegu informacji w SHE. Należą do nich przede wszystkim:

⁴ Przepisy dyrektywy IPPC zostały już inkorporowane do ustawy Prawo ochrony środowiska.

⁵ Decyzja dotyczy ustanowienia zasad i wymagań okresowego monitorowania gazów cieplarnianych oraz scenariuszy ich przyszłego rozwoju ze wszystkich sektorów gospodarki, a nie tylko z objętych SHE. Monitorowanie to podlega okresowemu raportowaniu do Sekretariatu Konwencji Klimatycznej (UN FCCC).

proces rejestracji kont oraz początkowego stanu posiadania uprawnień na koncie i odnotowywania wszelkich zmian stanu konta, proces indywidualnego rozliczania uprawnień przyznanych, zakupionych oraz umorzonych i/lub sprzedanych czy przeniesionych do innej instalacji (transakcje wymiany uprawnień pomiędzy instalacjami) oraz procesy tzw. przechowywania oraz pożyczania uprawnień (wykorzystania zgromadzonej nadwyżki uprawnień w kolejnych latach lub okresach rozliczeń lub przeciwnie — pożyczanie własnych uprawnień z przyszłych lat danego okresu rozliczeń). Nad tymi procesami ma czuwać Centralny Administrator wspólnotowego SHE, który został wyposażony w bardzo szerokie uprawnienia kontrolno-nadzorcze, z możliwością blokowania i/lub zawieszania transakcji uprawnieniami.

Zarówno dyrektywa, jak też decyzja Parlamentu i Rady oraz decyzja Komisji wymagają zharmonizowania z przepisami prawa polskiego, natomiast rozporządzenie Komisji obowiązuje bezpośrednio, co wymaga jego szybkiego, bezpośredniego inkorporowania do prawa polskiego, jako podstawy budowy systemu rejestrów.

W Polsce podstawę do wdrożenia systemu handlu emisjami stanowi ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. „o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji”, która weszła w życie od 1 stycznia 2005 r. [3]. Na mocy upoważnień ustawy został wydany pakiet rozporządzeń wykonawczych, których przepisy objęły również powyżej wymienioną decyzję Komisji dotyczącą monitorowania. Powstał jednak pewien dylemat prawny dotyczący inkorporowania przepisów rozporządzenia o systemie rejestrów. Aktualnie MŚ prowadzi analizę co do sposobu wdrożenia przepisów rozporządzenia Komisji, w zgodzie z innymi przepisami prawa krajowego.

Z punktu widzenia interesów krajowych przedsiębiorców uczestniczących w SHE, szczególnie istotne znaczenie miało wydanie rozporządzenia Rady Ministrów, ustanawiające Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂ (KPRU). Jego wydanie oznacza uwłaszczenie — z mocy prawa — każdego przedsiębiorcy na nowym zasobie, którego wartość rynkowa określana będzie z iloczynu: przyznana liczba uprawnień do emisji CO₂ na okres 3 lat (2005—2007) razy odpowiednia cena rynkowa uprawnienia (1 tona CO₂). Natomiast podstawa i sposób wyznaczania ceny uprawnienia dla potrzeb bilansowania aktywów w przedsiębiorstwie nadal wymaga rozstrzygnięcia. Wiadomo, że ta nowa wartość ekonomiczna powinna być wykazywana w sprawozdaniach i/lub zestawieniach bilansowych firmy, w tym w rachunku wyników. Będzie ona również musiała znaleźć odpowiednie odbicie w polityce i sprawozdawczości finansowo-podatkowej każdej firmy. To bardzo trudne i poważne zadanie, którego rozwiązanie docelowe nadal jest dyskutowane w Polsce i Europie.

1.2. Istota, główne cechy i zasady działania systemu handlu emisjami

Jak wynika z dokumentów EU'15, w tym z deklaracji zapisanych w Preambule do dyrektywy ETS (2003/87/WE), celem głównym wdrożenia systemu handlu emisjami jest możliwie najbardziej efektywnie ekonomicznie wypełnienie zobowiązań redukcji emisji EU'15. Prace badawczo-rozwojowe wykazały, że handel emisjami GC na obszarze całej EU

będzie źródłem znaczącej redukcji kosztów wypełnienia zobowiązania z Kioto. Źródłem tych oszczędności są istotnie zróżnicowane koszty marginalne redukcji emisji w każdym z krajów.

Istota działania systemu handlu emisjami polega na tym, że instalacje objęte systemem mogą wyemitować w określonym przedziale czasu (rok, kilka lat) jedynie taką ilość zanieczyszczeń, która zostanie pokryta posiadanymi uprawnieniami do emisji. Posiadane uprawnienia wyznaczają LIMIT emisji. Wyemitowanie większej ilości zanieczyszczeń wymaga dokupienia uprawnień od innego uczestnika systemu, gdyż przekroczenie limitu równego sumie posiadanych uprawnień spowoduje konieczność zapłacenia dotkliwej kary. Przeciwny kierunek działań polega na inwestowaniu w przedsięwzięcia redukcji emisji. W efekcie spadku emisji powstaje nadwyżka uprawnień, którą można korzystnie sprzedać. Mechanizm ten zachęca do podejmowania działań ograniczających emisje tam, gdzie koszty redukcji są najniższe.

Warto zwrócić uwagę na pewną „ulotność” (dosłownie i w przenośni) cech wspólnotowego rynku uprawnień do emisji. Po pierwsze, od samego początku rynek emisji CO₂ staje się rynkiem jednolitym, na którym mają (muszą) obowiązywać jednakowe reguły gry ekonomicznej. Z założenia będzie to rynek elektroniczny (wirtualny), na którym decyzje o dokonywanych transakcjach będą prawie natychmiastowe — i najczęściej nieodwołalne. Cena uprawnień będzie ustalana głównie na bazie transakcji dokonywanych pomiędzy firmami z różnych krajów — właśnie ze względu na znaczne różnice kosztów marginalnych redukcji emisji. Co istotne — cena uprawnień będzie bardzo silnie zależała od warunków otoczenia zewnętrznego, np. zmian pogodowych (w Polsce niskie temperatury i przeciwnie — w krajach śródziemnomorskich wysokie), czy też sytuacji na międzynarodowych rynkach paliw. Można przypuszczać, że np. wzrost cen paliw światowych będzie powodował w dłuższym okresie pewien spadek cen w transakcjach uprawnieniami, oczywiście z pewnym opóźnieniem, ze względu na ogólny spadek popytu na droższe nośniki energii, czego efektem będzie obniżenie emisji⁶.

Sz szczególnie istotnego znaczenia nabiorą zmiany relacji cen paliw, w tym głównie relacje cen węgla do cen gazu. Prawdopodobnie silniejszy wzrost cen węgla w porównaniu do cen gazu spowoduje większe efekty redukcji emisji CO₂, gdyż uruchomione zostaną dwa procesy: racjonalizacji zużycia oraz substytucji węgla gazem. W takich warunkach bodziec wymuszający zmianę cen uprawnień do emisji będzie nieco słabszy, aniżeli w sytuacji, w której to ceny gazu będą rosły w szybszym tempie. W tym przypadku powrót do węgla będzie oznaczał szybki wzrost emisji CO₂, a zatem cena uprawnień może bardzo szybko wzrosnąć⁷.

Opisana powyżej sytuacja znajduje praktyczne potwierdzenie po przeanalizowaniu tendencji kształtowania się ceny uprawnień do emisji CO₂ na rynkach europejskich. Można wskazać dość dużą korelację wzrostu ceny uprawnień do emisji CO₂ z wzrastającą ceną

⁶ To oczywiście, jeśli uwzględnić z jednej strony wzrost opłacalności stosowania energii odnawialnej, jak również przedsięwzięcie oszczędności energii w przemyśle i w gospodarstwach domowych.

⁷ Nie jest przedmiotem tego artykułu analiza i ocena wpływu zmian relacji cen paliw na rynkach międzynarodowych na zmiany cen uprawnień do emisji. Sądzę, że tematyka ta powinna zostać pilnie i dogłębnie opracowana przed podejmowaniem kluczowych decyzji w Państwie co do dalszych kierunków polityki — nie tylko środowiskowej.

gazu ziemnego. Zjawiska te łącznie sprawią, że zmiany cen i wolumen obrotu na rynku uprawnień staną się bardziej dynamiczne i o wiele bardziej złożone. Spowoduje to niewątpliwą potrzebę rozwoju różnych instrumentów pochodnych i zabezpieczających przed dość oczywistym wzrostem ryzyka działalności gospodarczej — w tym głównie produkcji elektryczności i ciepła.

W efekcie można przewidywać, że wspólnotowy rynek emisji będzie rynkiem trudnym, wymagającym często wyrafinowanej wiedzy i umiejętności, a zatem będzie to rynek o relatywnie dużym ryzyku dla bardzo wielu krajowych przedsiębiorców. Pojawią się z pewnością — a właściwie już są obecni — różni pośrednicy (głównie z krajów EU'15) gotowi do świadczenia bogatej palety usług transakcyjnych w obrocie uprawnieniami. To dobrze, ale warto pamiętać, iż za ich działalność trzeba będzie zapłacić pewną cenę.

Już ta pobieżna charakterystyka rynku uprawnień do emisji powinna zachęcić do refleksji krajowych przedsiębiorców zanim zdecydują się aktywnie w nim uczestniczyć. W naszej ocenie takie z pozoru równe warunki uczestnictwa w obrocie uprawnieniami dowodzą bardziej nierówności szans małych i średnich, a nawet dużych przedsiębiorców z nowych krajów członkowskich, w porównaniu do przedsiębiorców z EU'15. W daleko lepszej sytuacji znajdują się przedsiębiorcy działający w Polsce w ramach trans-narodowych korporacji, których właściciele posiadają dobrą znajomość i praktyczną wiedzę o regułach rządzących na europejskich rynkach kapitałowych. A jest to wiedza nieodzowna do racjonalnego obrotu uprawnieniami do emisji. Pojawi się tu wcale nie nowy problem transferowania wartości (zasób uprawnień jest niewątpliwie taką wartością) z jednych przedsiębiorstw do innych, funkcjonujących w krajach poza Polską. Kwestia ta regulowana jest przepisami krajowymi dotyczącymi cen transferowych (m.in. rozporządzenie Ministra Finansów w sprawie sposobu i trybu określania dochodów podatków w drodze oszacowania cen w transakcjach dokonywanych przez tych podatników).

Stawiam pytanie: czy do poszanowania zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania uczestników rynku EU'25 wystarczy zastosowanie kryterium równych zasad przydziału uprawnień? Czy też powinno się wziąć pod uwagę również inne kryteria, jak równy dostęp do informacji rynkowej, praktyczna znajomość rynku oraz równa dostępność do kapitału?

W ocenie autora jedynie zastosowanie identycznych zasad i kryteriów przydziału uprawnień bez uwzględnienia pozostałych takiej równości z pewnością nie zapewnia.

Budowa SHE w Polsce powinna opierać się na stabilnych podstawach. Zaliczam do nich w pierwszej kolejności:

1. Spójne prawo — stabilne i zrozumiałe dla uczestników regulacje (mała liczba uzupełniających przepisów administracyjnych).
2. Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień (KPRU) — niezmienny w okresie handlu limit uprawnień, podstawą którego są wiarygodne dane źródłowe i rzetelnie zweryfikowane prognozy rozwoju produkcji i emisji.
3. Infrastrukturę instytucjonalną — sprawnie i wiarygodnie zarządzającą kluczowymi procesami SHE (zezwolenia, monitorowanie, obrót rynkowy, weryfikowanie i rozliczanie emisji i uprawnień, zarządzanie rezerwą uprawnień itp.) — z wykorzystaniem jawnych procedur.

Tworząc podstawy SHE Komisja Europejska oraz każdy z krajów EU¹⁵ zadbały — co zrozumiałe — o takie ich zaprojektowanie i wdrożenie, które w najlepszy sposób uwzględni ich potrzeby i bieżące uwarunkowania emisyjne. Nowe kraje członkowskie, a w tym szczególnie Polska, nie zawsze przywiązywały należyłą wagę do procesu uchwalania unijnych regulacji prawnych. Dlatego też w pewnych przypadkach zastosowane rozwiązania prawne nie są korzystne dla przedsiębiorców działających w Polsce. W ocenie autora wiąże się to wprost z odmienną, korzystną sytuacją emisyjną Polski, w porównaniu do 15. „starych” krajów Unii. Również proces opracowywania szczegółowych kryteriów oceny KPRU przez Komisję nie uwzględnił w należyłym stopniu odmiennej sytuacji emisyjnej Polski⁸.

Wnikliwie przeanalizowane przez Zespół „EnergSys” kryteria przygotowania KPRU (11 kryteriów obowiązkowych i/lub zalecanych do stosowania przez Komisję Europejską — [5]) wskazały, że dla zdecydowanej większości krajowych przedsiębiorców ich ściśle zastosowanie może okazać się bardzo niekorzystne, gdyż uniemożliwi przydzielenie liczby uprawnień gwarantującej wysoką dynamikę produkcji [zob. raporty 6]. W szczególności precyzyjne wdrożenie kryteriów do opracowania KPRU oznaczałoby w praktyce podjęcie przez Polskę dodatkowych zobowiązań dalece wykraczających poza ratyfikowane zobowiązania z Kioto. Takie zagrożenie związane z przyjęciem tego niekorzystnego rozwiązania zostało zaprezentowane przedstawicielom Ministra Środowiska. Odpowiednie stanowisko, wraz z uzasadnieniem przekazano do Komisji, wraz z projektem KPRU do zatwierdzenia. Powszechnie dostępne informacje, a głównie decyzja Komisji z dnia 8 marca 2005 r. wskazują, że niestety argumenty te nie zostały przez Komisję wzięte pod uwagę.

Jedna z zasad wspólnotowego SHE wymaga, aby przepisy prawa zezwalały na swobodny handel uprawnieniami — ograniczony jedynie w zakresie wynikającym z przepisów dyrektywy 2003/87/WE. Oznacza to, że w systemie uczestniczyć mogą dowolne osoby prawne i fizyczne, w tym m.in. osoby i organizacje działające na rzecz ochrony klimatu. Mogą one np. skupywać uprawnienia do emisji w celu ich umorzenia, a tym samym zwiększenia tempa i skali redukcji emisji CO₂.

Inna zasada wymaga — aby prowadzący instalację wytwarzającą emisję CO₂, w tym producenci ciepła i elektryczności — musieli corocznie przedstawiać do umorzenia liczbę przyznaną w KPRU uprawnień zbywalnych równą wielkości zweryfikowanej emisji CO₂ w danym roku.

Z kolei o wolumenie liczby uprawnień podlegających umorzeniu decyduje obowiązek zastosowania generalnej zasady weryfikacji rocznego raportu emisyjnego przez uprawnioną stronę trzecią — akredytowanego audytora lub — rozwiązanie równoważne przyjęte w Polsce — wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska (zgodnie z art. 42 ustawy o handlu uprawnieniami do emisji ...). To złożony i niestety często kosztowny proces, który do-

⁸ Także należało wziąć pod uwagę istotnie odmienną strukturę dostaw nośników energii finalnej, a szczególnie silnie rozwinięte dostawy ciepła sieciowego, wytwarzanego w małych, niezbyt nowoczesnych źródłach. Problem ten — jak wynika z uzasadnienia Komisji do polskiego KPRU — nie znalazł odpowiedniego zrozumienia. A szkoda, gdyż w ten sposób zlikwidowany, a przynajmniej przyhamowany zostanie proces zastępowania produkcji ciepła w „brudnych” źródłach ciepłem z bardziej przyjaznych środowiskowo obiektów.

datkowo obciążą koszty bieżące firmy. Ale i tak warto się do niego dobrze przygotować, gdyż:

za brak zweryfikowanych, rocznych sprawozdań emisyjnych, a szczególnie za brak wystarczającej liczby uprawnień zbywalnych (równej wolumenowi raportowanej emisji CO₂) przedkładanych do umorzenia przewidziane są dotkliwe kary. Kary takie mogą wręcz doprowadzić przedsiębiorcę w krótkim czasie do bankructwa⁹.

Następną istotną zasadą SHE jest, że to dane państwo członkowskie określa w projekcie planu alokacji (KPRU) całkowitą liczbę uprawnień zbywalnych oraz sposób ich alokacji na poszczególne sektory i instalacje. Plan taki powinien zostać opracowany zgodnie z 11 kryteriami Aneksu III do dyrektywy ETS oraz specjalnie opracowanymi zaleceniami Komisji, rozpatrywanymi w procesie zatwierdzania planów.

Kryteria podstawowe, które muszą zostać uwzględnione w KPRU, winny zapewnić [5]:

- ✧ wypełnienie zobowiązań redukcyjnych danego kraju podjętych w Kioto (Polska ma zredukować emisje o 6% w odniesieniu do emisji z roku 1988 — *co nie powinno stanowić problemu*);
- ✧ uwzględnienie technicznego i ekonomicznego potencjału redukcji emisji w instalacjach objętych planem (zwykle chronione są bardziej instalacje z emisjami procesowymi — z rozkładu węglanów, np. sektor wapienniczy, czy cementowy, chociaż w Polsce pewnej ochrony będą zapewne wymagać również elektrownie, EC i ciepłownie opalane węglem — *to rodzić może pewne problemy*);
- ✧ równe traktowanie (niedyskryminowanie) sektorów (zarówno w systemie handlu, jak też pozostającego poza nim) oraz poszczególnych instalacji (*w projekcie KPRU udało się to uzgodnić prawie bezproblemowo*);
- ✧ dostępność uprawnień zbywalnych dla nowych uczestników systemu handlu z utworzonej specjalnie rezerwy uprawnień — również niezmiennej w okresie handlu (*wydaje się, że zapisy ustawy mogą budzić wątpliwości o nierównym traktowaniu przedsiębiorców, w przypadku gdy zabraknie uprawnień w rezerwie*);
- ✧ obowiązkowe rozpatrzenie uwag i opinii społecznych, wraz z ustosunkowaniem się do nich (*w zasadniczej części udało się uzgodnić stanowiska, ale rozbieżności ocen pozostały*);
- ✧ wiarygodny system rejestrowania, bieżącej kontroli i okresowego (rocznego) sprawozdawania emisji (*aktualnie wydaje się, że stanowi to jedno z „wąskich gardeł” w wdrożeniu SHE w Polsce*) oraz
- ✧ możliwość (nie obowiązek) uwzględnienia wcześniejszych działań redukcyjnych, w tym zamianę technologii na czystsze (*dobrym przykładem są układy skojarzone o odpowiednio wysokiej sprawności przemiany*).

⁹ Groźba ta jest realna po porównaniu obecnej opłaty za emisję 1 tony CO₂ w wysokości ok. 0,24 zł, z wymaganą do zapłacenia karą w wysokości 40 EURO/tonę, albo nawet z prawdopodobną ceną uprawnienia w obrocie rynkowym w wysokości ok. 10—20 EURO/tonę (obecnie na giełdzie cena oscyluje wokół 20 EURO/t CO₂, zob. www.pointcarbon.com).

Opracowany i przedłożony do Komisji KPRU dla Polski został znacząco ograniczony, bo aż o 16,5%. Decyzja ta nie pozwoli na celową z wielu względów promocję wcześniejszych działań redukcyjnych, zrealizowanych i dobrze udokumentowanych przez przedsiębiorców (dla lat 1990—2002), a dodatkowo zweryfikowanych przez EnerSys zgodnie z wymaganiami Komisji.

W naszej ocenie sytuacja ta dość dobrze dowodzi wspomnianych uprzednio niespójności zasad i kryteriów w przepisach prawa unijnego (EU'15) z odmiennością sytuacji i warunkowań emisyjnych Polski. Prace analityczne i badania przeprowadzone przez EnerSys przy opracowywaniu KPRU dla Polski wykazały, że w praktyce skorzystanie przez polskich przedsiębiorców z możliwości otrzymania premii za działania redukcyjne, albo premii za kogenerację dość często oznaczałoby zgodę na nierówne traktowanie przedsiębiorców. Ci przedsiębiorcy bowiem, którzy mieliby prawo do premii niższej od średniej dla danego sektora, musieliby faktycznie „oddać” część swoich uprawnień emisyjnych tym, których oszczędności byłyby większe od średniej. W istocie — co sprawdzono obliczeniowo — sporej części przedsiębiorców zabrakłoby uprawnień do pokrycia emisji towarzyszącej normalnej pracy instalacji nawet już w roku bazowym (2003 lub 2004).

Zastosowanie takiego podejścia, zapewne słusznego z punktu widzenia ochrony środowiska, mogłoby faktycznie kosztować utratę wielu kolejnych miejsc pracy w Polsce, a przy tym pogorszenie dotychczasowej pozycji konkurencyjnej sporej części przedsiębiorców.

1.3. Projektowane mechanizmy handlu emisjami w Polsce

System handlu emisjami w Polsce wymaga obecnie pilnego podjęcia kilku fundamentalnych decyzji przez administrację rządową, przełamujących wzrastającą niepewność przedsiębiorców co do podejmowania kolejnych działań dostosowawczych. Niewątpliwie najbardziej niepewny element stanowi zatwierdzony przez Radę Ministrów KPRU, warunkujący uruchomienie ważnych dla przedsiębiorców mechanizmów — i to nie tylko obowiązkowych, ale i dobrowolnych, mających dla nich często żywotne znaczenie. Warto bowiem zwrócić uwagę na stanowisko Komisji, z którego wynika, że ostateczne rozliczenie emisji z posiadaną liczbą uprawnień za rok 2005 musi nastąpić w pierwszym kwartale 2006 r. Firma która nie przedstawi uprawnień na pokrycie emisji będzie musiała zapłacić — uwaga — po 40 EURO za każdą wyemitowaną tonę CO₂. Już nawet tylko z tego punktu widzenia widać, że lepiej jest posiadać pokrycie w uprawnieniach do emisji na poziomie zbliżonym do 100%, aniżeli żadnego. W razie braku uprawnień trzeba będzie zakupić jedynie ich niewielką część. Oczywiście lepiej byłoby mieć ich tyle, ile przewidywał projekt KPRU, ale Komisja była innego zdania (por. dane w zał. 2 i 3).

Ponadto obserwowany stan pewnego zawieszenia aktywności administracji rządowej w zakresie szybkiego i skutecznego rozwiązywania problemów SHE powoduje, że przedsiębiorcy odkładają na później cały szereg niezbędnych działań, narażając głównie siebie na różne dodatkowe koszty. Wystarczy wspomnieć o odłożonych kosztach opóźnionego wdrożenia systemu monitorowania emisji, realizowania planów inwestycyjnych bez uwzględ-

nienia istotnego wpływu kosztu emisji CO₂ na wybierane strategie rozwoju, braku działań dostosowawczych w firmie uwzględniających rejestrowanie i zarządzanie strumieniem emisji, jako nowym aktywem (wartość niematerialna i prawna), czy w najlepszym razie choćby utratą pewnej części dochodów z tytułu obrotu rynkowego uprawnieniami.

Jednakże zasadnicza strata przedsiębiorców kumuluje się wraz z upływem czasu, poprzez jego niewykorzystanie do zdobycia wymaganej wiedzy i umiejętności działania, na zupełnie nowym i choćby przez to ryzykownym rynku. Tym bardziej, że w dużej mierze będzie to jednolity rynek unijny, którego trzeba się po prostu nauczyć, a to wymaga pewnego czasu. Nauczyć się także trzeba nowych procesów i mechanizmów działalności biznesowej w przedsiębiorstwie, które — nie mam co do tego wątpliwości — ujawnią się w pełni po wdrożeniu SHE.

Z punktu widzenia przedsiębiorcy trzeba wyróżnić dwie grupy mechanizmów handlu emisjami o charakterze:

- ✧ obowiązkowym oraz
- ✧ dobrowolnym.

Mechanizmy obowiązkowe to takie, które będą wymagały stosowania przez wszystkich uczestników SHE, wraz z wejściem w życie przepisów prawa krajowego — ustawy i rozporządzeń.

Do mechanizmów (procesów) o charakterze obowiązkowym zaliczyć należy:

- ✧ uzyskiwanie i/lub zmianę zezwolenia do uczestnictwa instalacji w SHE,
- ✧ monitorowanie emisji z instalacji (jako sumy zinwentaryzowanych źródeł), zgodnie ze ściśle określoną i zatwierdzoną metodyką oraz przygotowywanie emisyjnych raportów rocznych,
- ✧ rozliczanie emisji i uprawnień — wraz z procesem weryfikacji i oceny raportów emisyjnych,
- ✧ wypełnianie obowiązków informacyjnych i para-podatkowych na rzecz organów SHE i ochrony środowiska,
- ✧ dopełnianie obowiązków rejestracji każdej transakcji i zmiany stanu kont w systemach rejestrów — krajowym i unijnym,
- ✧ uwzględnienie nowej wartości, wygenerowanej przyznanym zasobem uprawnień w rachunkowości i sprawozdaniach finansowych oraz w polityce podatkowej firmy,
- ✧ długookresową (co najmniej 10 lat) archiwizację danych źródłowych i innych dokumentów, w tym szczególnie rocznych raportów emisyjnych.

Za przykład mechanizmu (procesu) uzyskania zezwolenia do udziału w SHE niechaj posłuży opis zakresu wymagań metodycznych [4], jakich może zażądać właściwy w sprawach SHE organ administracji. Opis taki powinien uwzględnić:

- ✧ dokładną definicję instalacji i te rodzaje aktywności (działalności), które są monitorowane,
- ✧ informację o podziale odpowiedzialności za monitorowanie i raportowanie w instalacji (np. wg różnych źródeł),
- ✧ listę źródeł aktywności i emisji podlegających monitorowaniu w obrębie instalacji,
- ✧ listę strumieni paliw i materiałów podlegających monitorowaniu w ramach każdej działalności (aktywności wg Aneksu I do dyrektywy ETS) i źródła emisji,

- ✧ listę metod (algorytmów) stosowanych do określenia aktywności produkcyjnych, wskaźników emisji, utlenienia i konwersji dla każdej aktywności i rodzaju paliwa i/lub materiału,
- ✧ opis typu, specyfikacji technicznej i dokładnej lokalizacji urządzenia pomiarowego użytkowanego w każdym źródle emisji i do każdego typu paliwa / materiału,
- ✧ opis sposobu podejścia zastosowanego do próbkowania paliwa i materiałów w celu określenia wartości opałowej netto, zawartości węgla, wskaźników emisji i zawartości biomasy w każdym źródle i rodzaju paliw/ materiałów,
- ✧ opis przewidywanych do wykorzystania źródeł informacji lub metod podejścia analitycznego do określenia wartości opałowej netto, zawartości węgla, i udziału frakcji biomasy w każdym źródle, z uwzględnieniem typu paliwa i/lub materiału,
- ✧ opis systemu ciągłego pomiaru emisji stosowanego do monitorowania źródła, tj. punkt pomiaru, częstość pomiarów, wykorzystanie urządzenia, procedury kalibracji i gromadzenia danych oraz ich przechowywania,
- ✧ opis procedur zapewnienia jakości i procedur kontrolnych wykorzystywanych w procesie zarządzania danymi,
- ✧ jeśli wymagane — to również informacja o właściwych działaniach podejmowanych w ramach Wspólnotowego systemu kontroli i zarządzania środowiskiem (EMAS)¹⁰.

Nie bez znaczenia dla przedsiębiorcy są w tym procesie wymagania dotyczące zmian metodyki. Regulacje unijne wymagają, aby metodyka monitorowania została zmieniona, jeśli w ten sposób zwiększy się dokładność raportowanych danych, chyba że jest to technicznie niemożliwe lub pociągałoby za sobą dodatkowe, znaczne koszty. Wszystkie zmiany metodyki lub podstawowych zasobów danych winny podlegać zatwierdzeniu przez właściwy do wydania zezwolenia organ (starosta, wojewoda).

Ponadto organ administracyjny może zażądać od operatora zmiany metodyki monitorowania na następny okres sprawozdawczy (np. kolejny rok) jeżeli stwierdzi, że aktualna metodyka nie jest zgodna z zasadami w wytycznych Komisji (na mocy decyzji), lub też jeśli aktualnie stosowana metodyka została zaktualizowana.

Już choćby powyższy opis jednego z początkowych mechanizmów (procesów) wymaganych w SHE winien stanowić ostrzeżenie przed dalszym zwlekaniem z podjęciem decyzji o uruchomieniu systemu w Polsce. Przecież właściwe przygotowanie się do wypełnienia nowych zadań wymaga czasu, którego niestety ubywa.

Inny mechanizm dotyczy systemów gromadzenia, weryfikacji i przechowywania (archiwizacji) danych, wraz z ich pełną dokumentacją. W tym procesie przepisy unijne wymagają, aby:

... weryfikator lub inna osoba trzecia mogła odtworzyć wyznaczenie emisji, operator instalacji powinien przechowywać, dla każdego raportowanego roku, dane przez okres co najmniej 10 lat od daty przedłożenia raportu, zgodnie z art. 14(3) Dyrektywy”.

¹⁰ W Polsce obowiązuje już ustawa z dnia 12 marca 2004 „o krajowym systemie ek zarządzenia i audytu (EMAS) (Dz.U. nr 70 z 2004 r., poz. 631).

Przejdźmy teraz do bardziej interesujących mechanizmów kreujących nowe procesy biznesowe, które mają charakter prawnie niewiążący (dobrowolny). Procesy te będą miały również znaczny wpływ na dalsze, normalne funkcjonowanie firmy. Ich umiejętne zastosowanie i wykorzystanie w działalności biznesowej będzie skutkowało albo pomnożeniem korzyści, albo przeciwnie — jeśli zostaną niedocenione mogą być przyczyną utraty dotychczasowej pozycji rynkowej, a nawet bankructwa.

Zaryzykuję tezę, że prawidłowe wdrożenie SHE w firmie będzie oznaczało konieczność korekty, a często większej zmiany znacznej liczby procesów biznesowych, zarówno o charakterze bieżącym-operacyjnym (techniczno-produkcyjnym i finansowo-rozliczeniowym oraz zagadnienia podatkowe), jak również o charakterze rozwojowym — wymuszając weryfikację, a następnie modyfikację istniejących strategii i planów rozwoju.

Można pokusić się o wskazanie kilku generalnych procesów o dobrowolnym charakterze, których wpływ na funkcjonowanie firmy powinien podlegać kontroli i nadzorowi na najwyższych szczeblach decyzyjnych. Wiąże się to z utrzymaniem dobrego wizerunku firmy ze względu na:

- ✧ postrzeganie firmy przez kluczowe instytucje otoczenia biznesowego, takie jak banki, instytucje ubezpieczeniowe oraz obecni i przyszli inwestorzy,
- ✧ doskonalenie kluczowych procesów wewnętrznych w firmie, poczynając od audytu bieżących procesów i systemów zarządzania jakością, zaprojektowania i przeprowadzenia koniecznych zmian, a następnie ich wdrożenia; działania te niewątpliwie będą miały wpływ na bieżącą i perspektywiczną wartość rynkową firmy.

Można wyrazić konieczność dokonania zmian w bardziej prosty i zapewne lepiej zrozumiały sposób następująco.

Każdy nowy inwestor rozpatrując gotowość swojego zaangażowania musi dokonać zbilansowania liczby posiadanych uprawnień do emisji CO₂ z przewidywaną — w pewnym horyzoncie czasowym — emisją. Bowiem bez posiadania zezwolenia, wiarygodnego systemu monitorowania i odpowiedniej liczby uprawnień emisyjnych wartość rynkowa firmy radykalnie spadnie. Inwestor wie, że bez uprawnień do emisji nie ma szans na utrzymanie pozycji konkurencyjnej. A zatem albo nie zaryzykuje zaangażowania swojego kapitału, albo dokona wyceny firmy pomniejszonej o koszt zakupu niezbędnej liczby uprawnień.

Z kolei bank udzielający kredytów oceni ryzyko funkcjonowania firmy z uwzględnieniem czynników mających wpływ na decyzję inwestora, a dodatkowo może zażądać zastawu na bardzo bezpiecznych aktywach — właśnie uprawnieniach do emisji. Wartość tych aktywów przy utrzymaniu dotychczasowych kierunków polityki klimatycznej EU'25 (EU'15) będzie z dużym prawdopodobieństwem wzrastała w przewidywanej perspektywie czasowej, przynajmniej do czasu wdrożenia nowych, bezwęglowych technologii energetycznych (wodór, energetyka jądrowa, energetyka słoneczna).

Z europejskiego i krajowego rynku dochodzą sygnały, że instytucje finansowe intensywnie pracują nad przygotowaniem się do działania w nowych warunkach, uwzględniających m.in. elementy wymienione powyżej.

Zwróćmy jeszcze uwagę na występujące w dyrektywie ETS, jak również w polskiej ustawie o handlu uprawnieniami, tzw. elastyczne mechanizmy zarządzania uprawnieniami przez okres co najmniej kilku lat. Należą do nich:

- ✧ przechowywanie uprawnień na kolejne lata okresu rozliczeniowego lub pomiędzy okresami rozliczeniowymi (*banking*),
- ✧ przenoszenie uprawnień pomiędzy instalacjami należącymi do tego samego właściciela i/lub operatora instalacji (*netting*),
- ✧ pożyczanie uprawnień na dany rok z własnego limitu przyznanego na lata następne (*borrowing*) oraz
- ✧ grupowanie instalacji tego samego rodzaju działalności (*pooling*) i zarządzania nimi przez uprawnionego zarządzającego (powiernika).

Pamiętając o tym, że każdy z wymienionych powyżej elastycznych mechanizmów posiada pewne ograniczenia prawne w ich wykorzystywaniu, to jednak umiejętne skorzystanie z tych możliwości zmniejszy ryzyko działalności, co oczywiście nie pozostanie bez wpływu na ocenę i wycenę wartości i pozycji rynkowej firmy. Oceniam, że przedsiębiorstwa o podobnym profilu produkcji (np. elektryczność, ciepło, szkło, ceramika, klinkier, wapno itp.) powinny rozważyć możliwość tworzenia grup, w celu bardziej sprawnego i kosztowo efektywnego zarządzania uprawnieniami. W przypadku zainteresowania takim rozwiązaniem sądzę, że Izby, Związki, Zrzeszenia czy inne organizacje sektorowe będą dobrym, naturalnym kandydatem do podjęcia niezbędnych działań wdrożeniowych w zakresie zarządzania uprawnieniami (instytucja poolingu).

2. Handel emisjami jako instrument optymalizacji kosztów użytkowania środowiska

Uprzednio wyjaśnialiśmy, że handel emisjami ze swej istoty ma służyć poszukiwaniu najmniej kosztownych rozwiązań, spełniających nałożone ograniczenia w postaci pułapów emisji zanieczyszczeń. Jednakże racjonalne potraktowanie celu działania jako optymalizacji kosztów użytkowania środowiska w przedsiębiorstwie wymaga podejścia szerszego. Podejścia, które obejmie analizą problemy całej gospodarki energetycznej firmy, a więc gospodarki paliwami, badań i pomiarów, jak też systemów zapewnienia jakości, w tym procedur kontroli i nadzoru i inne.

Wdrożenie instrumentu handlu emisjami oznacza w praktyce uruchomienie nowego mechanizmu regulacji rynkowej, którego potencjalni uczestnicy muszą się w szybkim tempie nauczyć. Reguły jego funkcjonowania wyznaczą z jednej strony prawa konkurencyjnego rynku (prawo popytu i podaży na ograniczoną liczbę uprawnień emisyjnych), z drugiej zaś prawno-administracyjne ramy ograniczające możliwe rozwiązania. Zagadnienia te omówiłem w poprzednich rozdziałach artykułu.

W tym rozdziale prezentowany jest mechanizm generowania oszczędności w systemie handlu emisjami, ze wskazaniem zarazem na pewne niebezpieczeństwa dla działalności firmy. Niebezpieczeństwo może pojawić się, jeśli w nierozważny sposób ktoś zechce skorzystać z teoretycznie dostępnego potencjału redukcji emisji, bez uwzględnienia realiów

ekonomiczno-finansowych krajowych przedsiębiorców. Za szczególnie niebezpieczną tendencję, a nawet pewne zagrożenie dla polityki rozwoju gospodarczego kraju, uważam bezkrytyczne przyjęcie zasady tzw. benchmarkingu, zastosowanej do alokacji uprawnień na lata 2008—2012 (pierwszy okres rozliczeniowy Kioto). Mechanizm ten w sposób administracyjny ma wymusić wyrównywanie wskaźników emisji do najlepszego producenta w danym sektorze. Podejście takie dla wielu sektorów w Polsce, a szczególnie producentów elektryczności i ciepła może być wręcz nieosiągalne, szczególnie w sytuacji, jeśli Komisja Europejska, wspierana przez „stare” kraje EU’15 postawi nadmiernie „wyśrubowane” wymagania co do wskaźników emisyjności. Przykładowo w Polsce wskaźniki te dla produkcji elektryczności wahają się w przedziale od około 0,87—0,95 t CO₂/MW·h — w nowoczesnych elektrowniach opalanych węglem kamiennym, do nawet ~ 1,20 t CO₂/MW·h — w elektrowniach na węgiel brunatny. Z kolei w przedsiębiorstwach ciepłowniczych (tylko ciepłownie) wartości wskaźników plasują się w przedziale od około 45 t CO₂/TJ do nawet 200 t CO₂/TJ¹¹.

Dochodzące do nas informacje z różnych kręgów Komisji Europejskiej sygnalizują rozważanie wartości wskaźników dla elektrowni na poziomie około 0,75—0,85 t CO₂/MW·h (jako benchmarki, tj. wartości odniesienia). Wartości wskaźników dla ciepłowni niestety nie udało się nam uzyskać, ale sądzić należy, że będą to wartości wskaźników emisyjności produkcji równe około 90—120 t CO₂/TJ, czyli zbliżone do średniej wartości wskaźnika emisyjności w krajowym sektorze ciepłownictwa zawodowego (bardziej szczegółowe wartości zestawiono w zał. 1, 2 i 3 na końcu artykułu).

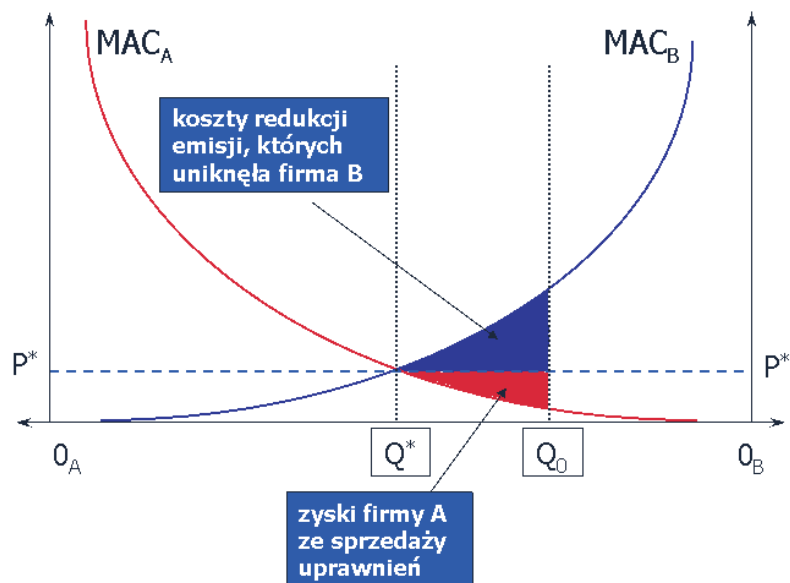
Podejście oparte na źle dobranych benchmarkach może doprowadzić do szeregu ujemnych efektów wśród krajowych producentów elektryczności i ciepła sieciowego — uczestników SHE, co za M. Rojkiem [12]¹² objaśniam poniżej. Zwracam przy tym uwagę, że rozważania poniższe dotyczą założenia — jako „benchmarku”, średniej wartości wskaźnika emisyjności dla rozważanego sektora. W przypadku przyjęcia bardziej wymagających wartości odniesienia wnioski te staną się dramatycznie alarmujące.

Wyjaśnienie funkcjonowania mechanizmu handlu emisjami w warunkach konkurencji doskonałej (brak kosztów transakcyjnych w procesie wymiany, doskonały i równy dostęp do informacji rynkowej, duża liczba uczestników zapewniająca płynność rynku uprawnień, obiektywna cena uprawnień) rozpoczynam od krótkiego wprowadzenia, dotyczącego ustalenia rynkowej ceny uprawnień do emisji CO₂.

Zagadnienie to zilustrowano na rysunku 1, na którym przedstawione są krzywe krańcowych kosztów redukcji emisji dwóch instalacji (źródeł emisji), MAC_A oraz MAC_B (MAC — *marginal abatement cost*). Wykres jest tak skonstruowany, że oś odciętych źródła B, wzdłuż której mierzone są jego emisje, przebiega od strony prawej do lewej. Dodatkowo

¹¹ Wartości emisyjności zbliżone do 45 t CO₂/TJ wskazują na bardzo nowoczesne kotły opalane gazem ziemnym lub gazem koksowniczym, a w dodatku współpracujące z kotłami na biomasę (może to być wydzielony kociołek na biomasę) lub współspalania biomasy. W przypadku wartości zbliżonych do 150—200 t CO₂/TJ należy podejrzewać albo błąd podającego dane o wartościach emisji lub też odpowiadającej im produkcji ciepła, albo też są to bardzo stare, nie zmodernizowane kotły opalane kiepskiej jakości paliwami stałymi (węglem) o sprawności kotła zaledwie ok. 50—60%.

¹² Do rozważań wykorzystano wyniki wewnętrznych opracowań EnergSys, których autorem był dr Miłosz Rojek.



Rys. 1. Mechanizm powstawania oszczędności kosztów w systemie handlu emisjami
 Rysunek ten wraz z omówieniem był również zaprezentowany w publikacjach Z.Parczewskiego [8—11]

Fig. 1. Illustration of costs saving mechanism in the emission trading scheme

na wykresie osie odciętych obu źródeł zostały nałożone na siebie w taki sposób, że odległość pomiędzy początkami układów współrzędnych obu instalacji równa jest łącznej emisji obu źródeł, równej — z założenia — liczbie uprawnień (wyraża to długość odcinka $0_A 0_B$). Dzięki takiemu nałożeniu układów współrzędnych każdy punkt pomiędzy 0_A a 0_B reprezentuje dopuszczalny rozkład emisji między źródłami, gdzie emisje źródła A mierzone są od punktu 0_A , zaś emisje źródła B — od punktu 0_B .

Punkt Q_0 reprezentuje początkowy przydział uprawnień. Przy tej alokacji koszt ograniczenia krańcowej jednostki emisji w źródle B jest wyższy niż krańcowy koszt redukcji emisji źródła A. Ta różnica pomiędzy krańcowymi kosztami redukcji jest podstawą wzajemnie korzystnej wymiany uprawnień między źródłami — podmiot B jest skłonny zapłacić jakąkolwiek cenę niższą od krańcowego kosztu redukcji za dodatkowe uprawnienie emisyjne, zaś podmiot A jest skłonny sprzedać uprawnienie za jakąkolwiek cenę wyższą od krańcowego kosztu redukcji.

Wymiana uprawnień ustaje, gdy krańcowe koszty redukcji zrównują się, w naszym przypadku — w punkcie Q^* . Punkt ten wyznacza cenę uprawnienia emisyjnego, P^* , która ukształtowałaby się na doskonale konkurencyjnym rynku uprawnień (jest to cena równa krańcowemu kosztowi redukcji w obu źródłach) oraz obrót uprawnieniami — równy długości odcinka Q^*Q_0 .

Źródło B za zakup tej ilości uprawnień zapłaciło kwotę $P^* \parallel Q^*Q_0 \parallel$, jednak gdyby musiało dodatkowo ograniczyć emisje z poziomu $\parallel 0_B Q^* \parallel$ do $\parallel 0_B Q_0 \parallel$ (czyli początkowego rozkładu uprawnień), koszt działań redukcyjnych byłby równy polu obszaru pod krzywą krańcowego kosztu redukcji MAC_B pomiędzy Q_0 a Q^* .

Nabywając uprawnienia emisyjne źródło B unika części tego kosztu — wielkość unikniętego kosztu jest równa polu czarnemu obszarowi pomiędzy krzywą MAC_B , poziomem ceny uprawnień P^* i pionową linią Q_0 . Kwota $P^* \parallel Q^* Q_0 \parallel$, wydatkowana przez źródło B, jest przychodem źródła A ze sprzedaży uprawnień. Sprzedaż ta jest możliwa dzięki ograniczeniu emisji przez źródło A z poziomu $\parallel 0_A Q_0 \parallel$ do $\parallel 0_A Q^* \parallel$.

Koszt tej redukcji emisji w źródle A jest równy polu obszaru pod krzywą krańcowych kosztów redukcji MAC_A pomiędzy Q^* a Q_0 . Przychody ze sprzedaży uprawnień emisyjnych są wyższe od kosztów działań redukcyjnych, a zyski podmiotu A ze sprzedaży uprawnień są równe polu szaremu obszarowi pomiędzy poziomem ceny P^* , krzywą krańcowego kosztu redukcji MAC_A i pionową linią Q_0 .

Tyle teoria, z której wynika, że transakcje uprawnieniami do emisji przeprowadzone pomiędzy źródłami A i B są przykładem najlepszego możliwego wyboru w ramach strategii typu „win-win”.

Jednakże w realnych warunkach gospodarowania nie zawsze możliwy będzie wybór tak korzystnej — kosztowo optymalnej strategii działania. A zatem zastanówmy się, kiedy dojście do punktu (Q^*, P^*) (rys. 1), jako optymalnego wyboru, może nie być osiągnięte? W swoich pracach M. Rojek przeanalizował następujące przypadki — odnosząc je wciąż do sytuacji zilustrowanej na rysunku 1.

Podstawowy przypadek — upadłość podmiotu. Można go opisać w ten sposób, że obecna wartość (*present value*) wydatków na zakup uprawnień przez podmiot B przewyższa obecną wartość strumienia przychodów netto generowanych w pozostałych rodzajach działalności. Sytuacja taka prowadzi do **upadłości podmiotu B**, mimo że można byłoby jej uniknąć (oczywiście, o ile wartość obecna przychodów netto z pominięciem wydatków na zakup uprawnień jest dodatnia), gdyby początkowa alokacja uprawnień była bliższa rzeczywistemu rozkładowi emisji (podmiot nie musiałby kupować uprawnień). Bankructwo oznacza w takim przypadku nieefektywność w skali sektora źródeł objętych SHE — środki zainwestowane w majątek produkcyjny źródła B stają się bezproduktywne jedynie ze względu na niewłaściwą alokację uprawnień emisyjnych!

Można oczywiście argumentować, że ostatecznie majątek produkcyjny źródła B zostanie przejęty przez inny podmiot, w szczególności — źródło A. Z perspektywy całego systemu efektywność wykorzystania majątku powróci do stanu poprzedniego. Zauważmy przy tym, że podmiot A jest naturalnym kandydatem na przejęcie majątku źródła B, gdyż posiada nadwyżkowe uprawnienia emisyjne. Jednak proces postępowania upadłościowego trwa w czasie i w jego trakcie należy oczekiwać zakłóceń w pracy lub nawet całkowitych wyłączeń źródła B. W rozważanym przez nas przypadku przejęcia majątku produkcyjnego przez podmiot posiadający nadwyżkowe uprawnienia emisyjne dochodzi do ograniczenia liczby podmiotów na rynku, a następnie — zwiększenia narzutu na krańcowy koszt produkcji oraz wzrostu ceny produktu. Często oznacza to spadek efektywności na rynku produktu. W przypadku elektryczności zakres tego typu praktyk monopolistycznych może być ograniczony wskutek liberalizacji jednolitego rynku energii i bardzo uważnie monitorowanego rynku elektryczności przez organ regulacyjny.

Przypadek niedoskonałości rynków finansowych. Sytuacja taka może doprowadzić do upadłości źródła takiego jak B nawet gdy jego obecna wartość jest dodatnia, ale musi poszukiwać finansowania zewnętrznego, aby zniwelować początkową, niekorzystną dla siebie alokację uprawnień (od rzeczywistej emisji). Z powodu ograniczeń kredytowych (*borrowing constraints*) źródło może nie być w stanie sfinansować przejściowego zapotrzebowania na gotówkę. W świetle tych argumentów zagadnienie początkowego przydziału uprawnień nabiera większego znaczenia i wynika z nich, że **w szczególnych przypadkach efektywność systemu SHE wymaga, aby alokacja uprawnień pomiędzy źródła nie różniła się znacznie od oczekiwanego rozkładu emisji z tych źródeł.**

Na tle powyższych rozważań muszę podkreślić wyraźnie, że

Dość często formułowany postulat dążenia do uzyskania maksymalnych obrotów na rynku uprawnień do emisji może pozostawać w sprzeczności ze sposobem początkowej alokacji uprawnień. W polskich warunkach może on zachwiać żywotnymi interesami dużej liczby producentów.

Dlatego zastosowanie w okresie rozliczeniowym Kioto metody benchmarkingu do początkowej alokacji uprawnień musi być poprzedzone szeregiem studiów i analiz.

Zgadzam się z Rojkiem gdy pisze, że jednym z powodów wprowadzenia handlu emisjami jest niepełna informacja w zakresie kosztów ograniczenia emisji w poszczególnych źródłach. Jak dowodzą praktyczne rezultaty funkcjonowania handlu emisjami w USA, dopiero transakcje rynkowe uprawnieniami ujawniły rzeczywiste zróżnicowanie krańcowych kosztów redukcji. W praktyce koszty krańcowe okazywały się sporo niższe od początkowo zakładanych w analizach modelowych. To ważny sygnał informacyjny, który jednakże powinien zostać zweryfikowany ze względu na odmiennność wielu uwarunkowań handlu emisjami występujących w Polsce.

3. Przedsiębiorstwo w systemie handlu emisjami — pilne i niezbędne działania

W poprzednich rozdziałach artykułu przedstawiłem kluczowe zagadnienia i mechanizmy handlu emisjami, które w istotny sposób kształtować będą otoczenie zewnętrzne przedsiębiorstwa — uczestnika systemu handlu emisjami. Z tego przeglądu niezbicie wynika, że każda spółka uczestnicząca w handlu emisjami musi pilnie podjąć szereg działań dostosowawczych, poprzez stworzenie nowych i/lub modyfikację obecnie istniejących struktur i procesów organizacyjnych i biznesowych. Nie będzie przesadą stwierdzenie, że ten nowy instrument do zarządzania jakością środowiska w istocie jest bardzo czułym instrumentem polityki gospodarczej firmy, i to praktycznie w każdym jej wymiarze:

- ✧ **funkcjonalnym** — pilna i niezbędna realizacja szeregu nowych obowiązków (nowe procesy, procedury, i zadania organizacyjne, księgowo-finansowe oraz prawne);
- ✧ **operacyjnym** — pilne rozeznanie potencjalnego wpływu handlu emisjami na bieżące (operacyjne) plany produkcji i sprzedaży, w tym przegląd i ewentualne korekty stosowanych w firmie procedur operacyjnych i decyzyjnych — głównie w ramach systemów zarządzania jakością oraz procedur środowiskowych i systemów finansowo-księgowych (rozliczenia i wskaźniki ekonomiczno-finansowe), weryfikacja i ocena wpływu na obowiązujący budżet roczny oraz realizowaną politykę podatkową w firmie;
- ✧ **strategicznym** — weryfikacja posiadanych strategii rozwoju biznesowego oraz długookresowej polityki firmy ze względu na uwarunkowania systemu handlu emisjami; opracowanie wewnętrznego planu działań dostosowawczych, w tym dostosowanie metodyki i procedur oraz nowych kwalifikacji personelu do wykonywania analiz i ocen decyzyjnych — z uwzględnieniem nowego ryzyka biznesowego; działania dostosowawcze muszą objąć wszystkie sfery działań rozwojowych szczególnie inwestycyjnych, w tym rozpoznanie i przygotowanie kosztowo-efektywnych przedsięwzięć redukcji emisji CO₂.

Wymienione działania funkcjonalne, operacyjne i strategiczne powinna podjąć bez zbędnej zwłoki, chociaż — co oczywiste w różnym zakresie — każda firma uczestnicząca w systemie handlu emisjami.

Prześledźmy obecnie kolejne kroki procesu wdrożenia systemu handlu emisjami zakładając, że przedsiębiorstwo uzyskało limit uprawnień do emisji na lata 2005—2007 oraz mogą zostać rozpoczęte określone w ustawie o handlu emisjami [3] procedury administracyjne, w tym szczególnie procedura uzyskania zezwolenia.

Już na wstępie warto dokonać pewnej kwalifikacji nowych procesów ze względu na ich możliwe skutki dla działalności przedsiębiorstwa. Mając to na uwadze proponuję wyróżnienie:

- ✧ procesów formalnych — definiujących kontakty firmy z organami administracji (centralnej, lokalnej, środowiskowej itp.),
- ✧ procesy wewnętrzne — różne działania o charakterze organizacyjno-technicznym uprawniające efektywność funkcjonowania firmy — w krótkim i dłuższym okresie,
- ✧ proces obrotu rynkowego — działania polegające na wykorzystaniu mechanizmów handlu uprawnieniami zarówno pomiędzy państwami EU'25, jak też wyłącznie obrotu w kraju.

Uproszczony schemat działań przygotowawczych w firmie może przebiegać następująco:

1. Przyznanie limitu uprawnień do emisji CO₂ na lata 2005—2007, z określeniem liczby uprawnień na każdy rok okresu rozliczeniowego (zgodnie z projektem KPRU z października 2005 po jednej trzeciej przydziału na każdy rok) — październik 2005¹³.

2. Powołanie kilkuosobowego zespołu wdrożeniowego — pod przewodnictwem osoby z kierownictwa firmy (najlepiej Pełnomocnika Zarządu ds. handlu emisjami lub ds. systemu zarządzania jakością), niezbędny udział specjalistów: ochrony środowiska, pomiarów, ba-

¹³ Faktycznie nastąpiło w końcu grudnia 2005 na mocy rozporządzenia Rady Ministrów [17].

dań laboratoryjnych, technologii i gospodarki energetycznej, rozwoju i finansów, informatyki, specjalistów od szacowania ryzyka działalności gospodarczej, radców prawnych, itp. — listopad 2005.

3. Przygotowanie i/ lub szczegółowa weryfikacja (ewentualnie uzupełnienie lub korekta) poprzednio opracowanego wniosku o zezwolenie — listopad 2005.

4. Szczegółowe rozpoznanie reguł funkcjonowania firmy w uwarunkowaniach handlu emisjami — albo w ramach dodatkowych obowiązków nałożonych na pracowników, albo z udziałem specjalistów zewnętrznych (literatura, konferencje, szkolenia, warsztaty, seminaria itp.); kluczowe znaczenie ma zrozumienie zakresu i siły potencjalnego wpływu handlu emisjami na działalność firmy — listopad/ grudzień 2005.

5. Zespół wdrożeniowy powinien szczegółowo określić specyfikację wszystkich zadań wymaganych w handlu emisjami oraz ich możliwy wpływ na inne, ustabilizowane procesy w firmie; efektem pracy zespołu powinno być przypisanie kompetencji specjalistom obsługującym zdefiniowane procesy — listopad/ grudzień 2005.

6. Opracowanie przez zespół wdrożeniowy alternatywnych wariantów organizacyjnych obsługi handlu emisjami (pożądana analiza typu SWOT) wraz z rekomendowanym wariantem — do decyzji kierownictwa firmy — listopad/ grudzień 2005.

7. Określenie wymagań dotyczących monitorowania i raportowania emisji (zadania obowiązkowe i dobrowolne), a następnie podjęcie decyzji odnośnie do sposobu ich wypełnienia (np. opracowanie we własnym zakresie lub zakup oprogramowania oferowanego na rynku) — listopad/ grudzień 2005¹⁴.

8. Decyzja najwyższego kierownictwa firmy co do struktury organizacyjnej, zadań i kompetencji zespołu ds. handlu emisjami oraz jego powiązań z pozostałymi jednostkami funkcjonalnymi firmy (nowe i/lub zaktualizowane procesy, procedury, zarządzenia, instrukcje stanowiskowe itp. — uwzględniające sytuacje normalnej pracy, jak również sytuacje szczególne) — listopad/ grudzień 2005.

W każdym z wyszczególnionych powyżej działań przygotowawczych i wdrożeniowych można i należy wyróżnić szereg różnorodnych zadań wymagających już obecnie pilnych decyzji odpowiednich organów w spółce. Mogą mieć one zróżnicowany charakter, zależnie od wypracowanej pragmatyki i kultury działania firmy. Niewątpliwie w każdej bez wyjątku spółce konieczne jest dobre rozpoznanie zadań obowiązkowych, jakie wynikają z przepisów ustawy o handlu uprawnieniami do emisji.

Zadania te zestawiono w tabeli 1. W wierszach tabeli zaprezentowano czynności (zadania) jakie muszą zostać zrealizowane w spółce. Pogrupowano je według kluczowych procesów handlu emisjami. Z kolei w kolumnach tabeli prezentowana jest przykładowa klasyfikacja procesów biznesowych z uwzględnieniem relacji z organami władzy administracyjnej, relacji wewnętrznych w firmie oraz w zakresie obrotu rynkowego uprawnieniami.

W tabeli 1 zamieszczono również kolumnę wskazującą na konkretne odwołania do właściwych przepisów ustawy o handlu uprawnieniami do emisji, które powinny ułatwić czytelnikowi interpretację funkcjonalną przepisów ustawy dotyczących sfery działalności biznesowej.

¹⁴ W istocie rozporządzenie Ministra Środowiska o monitorowaniu ukazało się w końcu stycznia 2006 r., z mocą obowiązującą od 1 stycznia 2005 r. [18].

TABELA 1. Kluczowe procesy biznesowe we wspólnotowym systemie handlu emisjami

TABLE 1. Key Business Processes implemented into the ETS (emission trading scheme)

Lp.	Nazwa procesu	Przepisy ustawy o SHE	Procesy formalne	Procesy wewnętrzne w firmie (techniczne)	Proces obrotu rynkowego uprawnień
1	2	3	4	5	6
1	ZEZWOLENIE				
1.1	Uzyskanie zezwolenia (nakaz; ważność)	Art.33 + 34	Tak		
1.1.1	— instalacja istniejąca (zawartość) (WNIOSEK + decyzja)	Art. 35 + 36u.1	Tak		
1.1.2	— instalacja nowa (zawartość) (WNIOSEK + decyzja)	Art. 35 + u.1 i 2	Tak (przydział uprawnień)	Tak (nowe obowiązki)	
1.2	Zmiana zezwolenia	Art. 3 pkt.18+ art. 36 u.2 +art. 22 u.4	Tak (korekta liczby uprawnień)		
1.3	Czasowe wykluczenie (+ zezwolenie)	Art. 57 u.3	Tak	Tak (obowiązek monitorowania i raportowania emisji)	
2	GROMADZENIE i PRZEKAZYWANIE INFORMACJI (obowiązki)				
2.1	Informacje przekazywane do Krajowego Adm. (KA) zapisywane w bazie KPRU	Art. 16 + art.15	Tak	Tak (dodatkowe i/lub nowe obowiązki)	Tak (niejawność)
2.2	Informacje do rejestru (KRU) o zezwoleniach i uprawnieniach do emisji, przeroszeniu uprawnień między własnymi instalacjami w danym roku	Art. 13 +10. u.1; art. 30	Tak		Tak (zmiany w rejestrze jako skutek obrotu uprawnieniami)

TABELA 1. cd

TABLE 1 cont.

3 MONITOROWANIE EMISJI				
3.1	Metodyka monitorowania (zasady+ metody+ zakres informacji – definicje)	Art. 40—41	Tak	Tak Tak (warunek obrotu)
3.2	Systemy i procedury jakości i kontroli:			
3.2.1	— systemy zarządzania danymi (rejestracja i kontrola danych)	Art. 35 ust.1 pkt. 6)	?	Tak Tak
3.2.2	— systemy zarządzania jakością (procedury przepływu informacji w firmie)	Jak wyżej	?	Tak Tak
4 ROZLICZANIE EMISJI I UPRAWNIEN				
4.1	— przygotowanie rocznego raportu emisyjnego	Art. 40 u.2 (niejasny) ale art.44	Tak	Tak ? (outsourcing)
4.2	— weryfikacja raportu	Art. 42	Tak	Tak Tak
4.3	— bilansowanie emisji i uprawnień (transfery, umorzenia)	Art. 40 u.2 + art. 45—48 i 49	Tak	Tak Tak
4.4	— wnoszenie opłat i kar	Art. 50—52 i inne	Tak	Tak Tak
5 PRZECHOWYWANIE INFORMACJI (ARCHIWIZACJA dokumentacji handlu emisjami)				
6	SPRAWOZDANIA FINANSOWE i rozlicz. księgowo		Tak	Tak (bezpieczne systemy archiwizacji) Tak (outsourcing)
6.1	— w bilansie (aktywa, pasywa)	Obecnie brak regulacji krajowych i MSSF	Tak	Tak Tak (wartość firmy)
6.2	— w rachunku wyników (opłaty, kary, podatki, koszty monitorowania, weryfikacji)		Tak	Tak Tak

Źródło: opracowanie własne Badania Systemowe „EnergSys” Spółka z o.o.

Inny interesujący obraz uwarunkowań handlu emisjami w powiązaniu z dotychczasową działalnością biznesową wyłania się z zestawienia różnych grup dokumentów prezentowanych w tabeli 2. Niektóre z nich to dobrze znane w praktyce działania firmy, zaś inne wymagają odpowiedniego przypisania odpowiedzialności za realizację, kontrolę i nadzór.

Dokumenty w tabeli 2 można podzielić przykładowo na tzw. twarde i miękkie, zależnie od ich charakteru, tj. zobowiązującego firmę (lub zespół ds. handlu emisjami) jako prowadzącego instalację do respektowania zawartych w nich postanowień (dokumenty twarde) oraz pozostałe, które nie mają wprost prawnie wiążącego charakteru, ale są niezbędne do uzyskania dokumentów „twardych”.

Dokumenty „twarde” to decyzje i umowy ważne z mocy prawa (powszechnie) i decyzje administracyjne (indywidualne), zweryfikowany (pozytywnie lub negatywnie) roczny raport emisyjny oraz decyzje formalne organów spółki (uchwały Rady i Zarządu).

Dokumenty „miękkie” to wnioski Prowadzącego o:

- a) zezwolenie
 - b) zmianę zezwolenia,
 - c) przeniesienie uprawnień – na inne instalacje własne w danym roku (*netting*),
 - d) zachowanie uprawnień na przyszłe lata lub okres handlu (*banking*),
 - e) pożyczanie własnych uprawnień z przyszłych lat okresu (*borrowing*),
 - f) utworzenie grupy instalacji (*pooling*)
- oraz
- g) dokumentacja (system) monitorowania,
 - h) projekt raportu emisyjnego rocznego przekazany do organów ochrony środowiska.

Rozróżnienie takie może być istotne np. ze względu na obowiązek długookresowej archiwizacji danych źródłowych i rocznego raportu emisyjnego.

W podsumowaniu niniejszego rozdziału pragnę podkreślić — za B. Jankowskim [14], że głównym zadaniem, a zarazem celem procesu dostosowania przedsiębiorstwa do działania w warunkach systemu handlu emisjami jest:

„Zapewnienie bezpieczeństwa prawnego i biznesowego firmy ... po racjonalnych kosztach”

Mając ten cel na względzie każda firma, a przede wszystkim jej odpowiedzialne kierownictwo powinno w pilnym trybie starać się udzielić zadowalających odpowiedzi na szereg pytań, np. takich jak:

- ❖ **Czy i jaki wybrać model oraz sposób organizacji i zarządzania zadaniami w systemie handlu emisjami (rozproszony, wydzielony czy model procesowy)?**
- ❖ **Czy i jaką strategię monitorowania emisji przyjąć? Czy strategia ta została prawidłowo przedstawiona we wniosku o zezwolenie (pozostawić czy skorygować wniosek)?**
- ❖ **Czy i w jaki sposób przygotować kadrę specjalistów, tj. które zadania realizować we własnym zakresie, a które jako usługę zewnętrzną (outsourcing) oraz dlaczego?**
- ❖ **Czy i które posiadane narzędzia wspomagające mogą zostać wykorzystane, a które i dlaczego należy zakupić?**
- ❖ **Czy i w jaki sposób zintegrować procesy i procedury handlu emisjami w funkcjonujące w firmie systemy zarządzania jakością i środowiskiem?**

TABELA 2. Rodzaje dokumentów istotnych i/ lub kluczowych dla procesów w systemie handlu emisjami CO₂

TABLE 2. The Crucial Documents have to obtained and/ or disposed by the energy enterprise in the ETS

i) tytuł prawny do władania (zarządzania) instalacją	ii) zezwolenie / zmiana zezwolenia — decyzja administracyjna (ustala wymagania odnośnie metodyki monitorowania oraz potwierdza przyznaną liczbę uprawnień — dla istniejących lub przyznaje uprawnienia dla nowych i zmienionych, np. przez rozbudowę, podział)
iii) zgoda (odmowa) — warunkowa decyzja organu ochrony środowiska we wnioskowanej sprawie (<i>banking, borrowing</i>)	iv) zobowiązanie — wiążąca deklaracja Prowadzącego instalację do wykonania przyjętego dobrowolnie ciężaru pod groźbą dotkliwej sankcji (art. 47)
v) uprawnienie do emisji — uwłaszczenie mocą rozporządzenia Rady Ministrów	vi) wykluczenie instalacji — decyzja na mocy rozporządzenia Rady Ministrów wykluczająca czasowo instalację do dnia 31 grudnia 2007 r.
vii) umorzenie uprawnienia — decyzja z mocy prawa (likwidacja instalacji) lub decyzja administracyjna (akceptacja rocznego rozliczenia emisji i uprawnień, lub na wniosek posiadacza uprawnień — np. osoby fizycznej)	viii) rozliczenie uprawnień likwidowanej instalacji — decyzja administracyjna (czyja?)
ix) formularze informacyjne danych do KPRU (art. 13 ust.1 + art. 10 ust.1)	x) wpis w KRU (rejestr uprawnień) — zgodnie z rozporządzeniem Komisji EU
xi) zgłoszenie — do rejestru KRU wszelkich zmian stanów kont w wyniku obrotu gospodarczego i wewnętrznego (nieodpłatnie — <i>netting</i>) uprawnieniami oraz zmiany (nabycie) tytułu prawnego do instalacji	xii) raport emisyjny roczny zweryfikowany/odrzucony — podstawowy dokument do rozliczenia rocznej emisji i uprawnień
xiii) pisemna opinia weryfikatora (pozytywna lub negatywna) — podstawa inicjująca proces rozliczenia emisji i uprawnień	xiv) wpis rozliczeniowy w KRU — dokonuje Krajowy Administrator w oparciu o zweryfikowany raport roczny (chyba wraz z opinią weryfikatora)
xv) dokumenty ścisłego zarachowania występujące w obrocie gospodarczym (np. faktury zakupu i sprzedaży, umowy cywilno-prawne)	xvi) dowody wpłat i opłat oraz kar administracyjnych (publiczno-prawnych) — za naruszenie przepisów normujących uczestnictwo w systemie handlu emisjami
xvii) świadectwa — legalizacyjne i o charakterze dopuszczenia (certyfikaty, autoryzacje, akredytacje, zaświadczenia i inne)	xviii) dokumentacja wewnętrzna FIRMY — zarządzenia i uchwały Władz, instrukcje, procedury, normy branżowe i zakładowe oraz wzory nowych umów handlowych (obrot uprawnieniami)
xix) pozwolenie zintegrowane lub pozwolenie na wprowadzanie pyłów lub gazów do powietrza — decyzja administracyjna	xx) siła wyższa — dokument wiarygodnie zaświadczący o wystąpieniu siły wyższej powodującej wzrost emisji CO ₂ do atmosfery oraz przyznający prawo do spec-uprawnień
xxi) zastrzeżenie — ochrona informacji i danych Prowadzącego przed ujawnieniem w ZEZWOLENIU ze względu na: ochronę danych osobowych, ochronę danych jednostkowych — statystyka publiczna oraz ochronę informacji wrażliwych handlowo	<i>Uwaga: nie podlegają zastrzeżeniu informacje jawne z mocy ustawy, np. o emisjach zanieczyszczeń do atmosfery (POŚ art. 19 i art. 20 ust.3 pkt. 1), w związku z art. 54 ustawy o handlu uprawnieniami do emisji ...</i>

- ✧ Czy w firmie znane są kryteria oceny wpływu systemu handlu emisjami na bieżące, operacyjne i strategiczne funkcjonowanie firmy?
- ✧ Czy opracowane zostały procesy i procedury reagowania na przypadek wystąpienia niekorzystnych dla firmy sytuacji na rynku uprawnień do emisji? (np. drożące ceny gazu ziemnego, wysokie ceny uprawnień na rynku unijnym, szansa na podpisanie nowych atrakcyjnych kontraktów handlowych, ale powodujących wzrost emisji, czy też zabezpieczenie się na okoliczność niekorzystnych warunków pogodowych — tzw. derywaty pogodowe — zabezpieczające instrumenty finansowe w obrocie rynkowym).

4. Handel emisjami instrumentem polityki państwa — wybrane dylematy

Rozdział ten zdecydowałem się dodać do artykułu ze względu na — w mojej ocenie — zbyt wąskie rozumienie potencjalnych skutków dla przedsiębiorców, jakie może spowodować stosowanie instrumentu handlu emisjami. Otóż według naszej najlepszej wiedzy instrument ten będzie w pierwszym rzędzie bardzo silnie wpływał na kształt całej polityki gospodarczej kraju, a szczególnie polityki energetycznej. W artykule opublikowanym w czasopiśmie „Energetyka” [zob. 8] stwierdzono:

„Na początek zauważmy, że wdrażany w Unii Europejskiej system SHE jest w istocie nową odmianą podatku węglowego, wdrażanego do wyselekcjonowanych działów gospodarki niejako „tylnymi drzwiami”. Będzie on zatem bardziej dotkliwy dla krajów opierających swoją politykę i strategię energetyczne na bazie paliw węglowych. Bowiern paliwa stałe charakteryzują się prawie 2-krotnie wyższymi wskaźnikami emisyjności w porównaniu do np. gazu ziemnego, nie wspominając o energetyce jądrowej. Z drugiej strony każde nowoczesne państwo musi brać pod uwagę swoje żywotne interesy, do których niewątpliwie należą zarówno bezpieczeństwo energetyczne — w określonym czasie i uwarunkowaniach (wewnętrznych i zewnętrznych), jak też troska o jak najwyższą efektywność gospodarowania — ale rozważanego łącznie z efektami polityki zatrudnienia.”

I dalej autorzy [8] pisali:

„Jeśli tak to warto, a wręcz należy postawić pytanie o priorytety w wyborze kryterium (kryteriów) polityki państwa. Czy winno to być kryterium oparte na łańcuchu tworzenia wartości dodanej w kraju, czy też jakieś inne, np. preferujące wysoką jakość środowiska — w wymiarze europejskim lub globalnym? Dla nas nie ulega wątpliwości, że w aktualnych uwarunkowaniach społeczno-gospodarczych Polski priorytetowe kryterium winno opierać się na wyższym, skumulowanym strumieniu wartości dodanej wytwarzanej w kraju. Najlepszego dowodu dostarczają efekty okresu transformacji gospodarczej — z jednej strony wielka skala redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, a z drugiej ogromna stopa

bezrobocia. Dla właściwego zrozumienia naszych intencji dodajemy, że kryterium to winno być określane z poszanowaniem zdrowych ekonomicznie zasad gospodarowania.”

Dzisiaj, gdy znane jest już stanowisko Komisji Europejskiej w sprawie polskiego KPRU, nasze uwagi nabierają jeszcze większego znaczenia — zarówno dla decydentów gospodarczych bezpośrednio w przedsiębiorstwach, jak też polityków odpowiadających za kształtowanie racjonalnej perspektywy rozwojowej Polski. Jest tak m.in. dlatego, że wdrożenie SHE wniesie szereg ważnych, nowych elementów do polityki i strategii rozwojowych każdego przedsiębiorstwa i całego państwa. Przejawi się ono poprzez:

- ✧ wpływ na bieżące i perspektywiczne koszty i sposób funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz jego wartość rynkową i atrakcyjność dla inwestorów,
- ✧ wpływ na sposób realizacji polityki regulacyjnej w energetyce oraz powodzenie lub nie sektorowych polityk i programów restrukturyzacyjnych (m.in. programu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego, zbilansowanie podaży i popytu na elektryczność i/lub ciepło sieciowe itd.),
- ✧ wpływ na długookresowy rozwój systemów energetycznych, stanowiący istotny element rządowych polityk: energetycznej i ekologicznej, w tym zależność m.in. od przyjętych przez rząd oraz ustawodawcę kluczowych zasad i metodyki przydziału uprawnień na lata 2008—2012 (tzw. pierwszy okres zobowiązań redukcyjnych Kioto).

Większość powyższych problemów będzie dotyczyła przedsiębiorstw energetycznych, podlegających regulacjom ustawy „Prawo energetyczne”. Jednakże nawet ostatnia, wielka nowelizacja ustawy z dnia 4 marca 2005 r. [13] w zasadzie nie odnosi się do problemów jakie mogą powstać po wdrożeniu SHE, na które zwracali już uwagę autorzy artykułu [8].

Sądę, że podniesione w artykule kwestie zasługują na ich poważne rozpatrzenie i unormowanie w taki sposób, aby jedne, zapewne słuszne działania, nie zaprzeczały realizacji innych — często również nie mniej uzasadnionych. Najgorszym z możliwych rozwiązań byłoby pozostawienie przedstawionych w artykule problemów do rozwiązania zgodnie z dotychczas stosowaną pragmatyką.

Pewien uzasadniony niepokój budzą stwierdzenia przedstawicieli obecnych i/ lub przyszłych instytucji handlu emisjami, z których wynika, że ich podstawowym zamiarem, a być może nawet wytyczną do działania będzie dążenie do maksymalnego uproszczenia opracowywania kolejnych KPRU. Podejście takie jest częściowo zrozumiałe, gdyż niewątpliwie znacznie ułatwi i uprości te prace, ale przede wszystkim w tych instytucjach.

Wyrażam głęboką wątpliwość czy to naprawdę powinna być naczelna wytyczna do działania tych instytucji?

Nie mam żadnej wątpliwości, że dylemat czy i na ile oraz jakie powinny zostać zastosowane podejścia (oparte na emisjach historycznych czy wartościach odniesienia dla emisyjności produktu głównego — *benchmark*, czy też podejście mieszane) powinien być rozstrzygnięty głównie z korzyścią dla odbiorców ciepła sieciowego oraz — w racjonalnym zakresie — dla przedsiębiorców.

Stawiam pytania: Czy i na ile istnieją wiarygodne, zweryfikowane studia analityczne i porównawcze wskazujące na koszty i korzyści wszystkich zainteresowanych stron (odbiorcy, dostawcy, instytucje obsługi oraz ogólny interes społeczny — wpływ na poziom bezrobocia z jednej strony, a absorpcja nowoczesnych rozwiązań z drugiej) jakie będą

wynikiem zastosowania obu rozważanych podejść? Czy i w jaki sposób uwzględniono czynnik czasu do wdrożenia nowych rozwiązań oraz elementy takie jak zasobność kapitału, a także pośredni wpływ na efekty programu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego?

Bez udzielenia rzetelnych odpowiedzi przez organa administracji rządowej na choćby te pytania nie powinno się podejmować działań o potencjalnie dużym, negatywnym ryzyku wdrożenia „benchmarków”.

Dla mnie nie ulega również wątpliwości, że wdrożenie systemu handlu emisjami w Polsce będzie oznaczało konieczność zmiany sporej części zachowań przedsiębiorców uczestniczących w tym systemie, ale również pożądana będzie większa wyobraźnia u decydentów określających przyszłe ścieżki rozwoju gospodarczego kraju co do potencjalnie możliwych skutków wdrożenia SHE.

Dla gospodarki polskiej zasadnicze znaczenie będzie miała perspektywa oddziaływania SHE w krótkiej i średniej perspektywie czasowej. Krótka perspektywa to już rozpoczęty okres pilotażowy handlu (lata 2005—2007), w którym należy rozwiązać problemy techniczno-edukacyjne bezpośrednio w przedsiębiorstwach. Natomiast średnia perspektywa oznacza pilne rozważenie alternatyw rozwoju kraju w pierwszym okresie rozliczeniowym Kioto, obejmującym lata 2008—2012, a w tym detaliczne przeanalizowanie skutków dla wielkiej liczby uczestników SHE (z pewnością powyżej 1000 podmiotów). Oznacza to ogrom pracy do wykonania w bardzo już ograniczonym czasie. W istocie zarówno dyrektywa jak też polska ustawa wymagają, aby **KPRU na okres Kioto był gotowy do czerwca 2006 r.**¹⁵

Niestety, dotychczasowy stan zaawansowania prac wdrożenia systemu handlu emisjami CO₂ w Polsce rodzi coraz poważniejsze obawy — praktycznie w każdym segmencie wymagającym niezwykle pilnego, a co ważniejsze rozważnego rozwiązania praktycznego. Według stanu na koniec stycznia 2006 roku w Polsce brakowało::

- a) wydania decyzji administracyjnych w postaci zezwoleń na uczestnictwo w systemie handlu emisjami,
- b) przygotowanych lub choćby rzetelnie poinformowanych kadr służb ochrony środowiska podległych starostom i/lub wojewodom o oczekiwaniach i wymaganiach jakie powinny sformułować w wydawanych przez siebie zezwoleniach,
- c) oznak skutecznego działania przez formalnie powołanego Krajowego Administratora Systemu handlu uprawnieniami do emisji, który nie dysponował zasobami finansowymi, ludzkimi i rzeczowymi,
- d) wdrożonego rejestru uprawnień (tzw. Krajowy Rejestr Uprawnień — KRU) do emisji, bez którego w zasadzie nie będzie możliwe dokonywanie rozliczeń rocznych emisji i uprawnień; w dodatku rejestr ustanowiony mocą rozporządzenia Komisji Europejskiej wykaże,

¹⁵ Ogólne założenia metodyczne do KPRU-2 na okres Kioto (lata 2008—2012) zostały przekazane do Komisji Europejskiej na przełomie czerwca/ lipca 2006 r. Komisja wiele założeń, a w tym zaproponowane pułapy przydziału uprawnień do emisji zakwestionowała i oczekuje uzasadnień. Zażądała także istotnego uzupełnienia listy instalacji, w sposób aby ich liczba była zgodna z tzw. „poszerzoną” definicją instalacji spalania. Tymczasem polski KPRU-2 przekazany w czerwcu do Komisji bazował na identycznych założeniach jak opracowany przez EnergSys KPRU-1. Obecnie trwają intensywne prace korygujące i poszerzające KPRU-2 (*przypis autora, listopad 2006*).

według autora, cały szereg luk i błędów legislacyjnych zawartych w polskich przepisach prawa (uruchomiono rejestr w czerwcu 2006 r.),

e) podstaw do uruchomienia procesu akredytacji weryfikatorów (audytorów) rocznych raportów emisyjnych, jak również do autoryzacji weryfikatorów, którzy nabyli już stosownych uprawnień w innych krajach EU,

f) faktycznych zachęt finansowych oraz odpowiedniego przeszkolenia uprawnionych z mocy ustawy [3] — Wojewódzkich Inspektorów Ochrony Środowiska (WIOŚ) — do wykonania weryfikacji rocznych raportów emisyjnych (a za rok 2005 weryfikację należy zakończyć do 31 marca 2006 r.),

g) w końcu w Polsce brak było poważnej dyskusji z przedsiębiorcami — uczestnikami systemu handlu emisjami CO₂ — na temat generalnych i szczegółowych zasad i kryteriów przydziału uprawnień na lata 2008—2012 (tzw. pierwszy okres rozliczeniowy Kioto). Jest to wręcz przerażające jeśli zważyć, że w zasadzie rozdział uprawnień do emisji CO₂ do roku 2012 oznacza w istocie podjęcie w najbliższych kilku miesiącach realnej decyzji o rozwoju firmy na co najmniej najbliższe 7 lat. W dodatku decyzje te dla ogromnej większości przedsiębiorstw energetycznych faktycznie wyznaczać będą (uwaga!) narodową politykę energetyczną, politykę klimatyczną i szereg polityk sektorowych (w przemyśle).

Wymowa wskazanych powyżej, wybranych elementów zagrożeń dla realizacji harmonijnej polityki rozwoju polskiej gospodarki, w tym szczególnie polityki energetycznej, staje się jeszcze bardziej poważna jeśli zestawić ją ze stosunkowo niewielkim — jak dotychczas — zainteresowaniem Ministra Gospodarki tym zagadnieniem.

Podkreślam ponownie z naciskiem, że polityka w zakresie przydziału limitów uprawnień do emisji CO₂ jest przede wszystkim wyrazem polityki gospodarczej, a w mniejszym stopniu polityki środowiskowej. Decydującym kryterium w tym przypadku powinny być bowiem skutki gospodarcze jakie mogą wynikać z wdrożenia danej polityki.

Jest również pewnym zaskoczeniem dla autora niniejszego artykułu istotne osłabienie tempa prac i bezpośredniego zainteresowania Ministra Środowiska sprawnym i skutecznym wdrożeniem projektowanych przez Komisję Europejską rozwiązań w handlu emisjami CO₂ na lata 2008—2012. A są to propozycje, które mogą sprawić sporo poważnych problemów krajowym przedsiębiorcom (zob. np. publikację [16]). Omówienie tych problemów pozostawiam do kolejnego artykułu oraz do dyskusji w trakcie sesji konferencyjnych.

Literatura

- [1] Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, of 13 October 2003 „Establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. Official Journal of the EU of 25.10.2003 (L 275/32).
- [2] Decyzja nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. dotycząca mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych Wspólnoty i wykonania Protokołu z Kioto (O.J. L49 z 19.02.2004).
- [3] Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji. Dz.U. nr 281, poz. 2784.

- [4] Commission Decision of 29/01/2004 — Establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and the Council. Brussels, 29/01/2004. C(2004) 130 final.
- [5] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION — On guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, and on the circumstances under which force majeure is demonstrated. Brussels, 7.1.2004. COM(2003) 830 final.
- [6] Badania Systemowe „EnergSys” Sp. z o.o.: Opracowanie Krajowego Planu Alokacji Upwnień do emisji dwutlenku węgla (CO₂) na lata 2005—2007. Raporty robocze, etapy I—III wykonane na zamówienie Ministra Środowiska i Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, z dnia 26 lutego 2004 r. Warszawa 2004.
- [7] Krajowy Plan Rozdziału Upwnień do emisji CO₂ — pierwszy okres rozliczeniowy 2005—2007. Dokument Ministerstwa Środowiska RP Warszawa, lipiec 2004. (projekt KPRU złożony do Komisji, wrzesień 2004 r.).
- [8] PARCZEWSKI Z., JANKOWSKI B., 2005 — Możliwy wpływ handlu emisjami na bezpieczeństwo funkcjonowania systemów energetycznych. Energetyka nr 2, str. 76—86.
- [9] PARCZEWSKI Z., JANKOWSKI B., 2005 — Handel emisjami jako narzędzie do optymalizacji kosztów użytkowania środowiska. Referat zamawiany na Konferencję: „Nowa energia — user friendly”, Warszawa, 2—3 czerwiec 2005 (druk: materiały konferencyjne).
- [10] PARCZEWSKI Z., 2004 — Wpływ regulacji unijnych na warunki funkcjonowania krajowych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Referat zamawiany na VIII Forum Ciepłowników Polskich, Międzyzdroje, wrzesień 2004 (materiały 13 krajowej konferencji, s. 65—78).
- [11] PARCZEWSKI Z., 2004 — Mechanizmy handlu upwńieniami do emisji CO₂ — zagadnienia wybrane. Cedzyna k. Kielc, październik 2004. Materiały Seminarium IGCP — Lublin pt. „Nowe mechanizmy w ochronie środowiska dla ciepłownictwa po wejściu do Unii Europejskiej”.
- [12] ROJEK M., 2003 — Materiały niepublikowane EnergSys nad problematykę a handlu emisjami, Warszawa.
- [13] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity, Dz.U. 153/2003 poz. 1504 oraz zmiany: Dz.U. 91/2004, poz. 875 i Dz.U. nr 62/2005r., poz. 552).
- [14] JANKOWSKI B., 2005 — Problemy związane z rejestracją upwńien i efektywną organizacją działań w systemie handlu emisjami. Materiały Konferencji pt. „Handel emisjami — praktyczne aspekty finansowe”. Warszawa 12—13 lipca 2005.
- [15] Rozporządzenie Komisji (WE) nr 2216/2004 z dnia 21 grudnia 2004 r. w sprawie standaryzowanego i zabezpieczonego systemu rejestrów stosownie do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego oraz Decyzji nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L. 386, z dnia 29.12.2004, s. 1—77, polska wersja językowa.
- [16] Komunikat Komisji: Uzupełniające wytyczne w sprawie planów przydziału na okres rozliczeniowy 2008—2012, w ramach systemu handlu upwńieniami do emisji gazów cieplarnianych UE (tłumaczenie robocze Ministerstwa Środowiska); dokument serii COM(2005) 703 final, Bruksela 22.12.2005 www.mos.gov.pl/she/wspolnotowe_akty_prawne/index.shtml

ZALĄCZNIK 1. Wielkości charakteryzujące produkcję i emisje CO₂ oraz wybrane wskaźniki energetyczno-emisyjne działalności sektorów ciepłowni, elektrociepłowni i elektrowni zawodowych w latach 1999—2002

APPENDIX 1. The production and emission of CO₂ data and some of emission indicators calculated by district heating producers of heat, CHP plants and public power producers (PPP) in the 1999—2002

Kategoria	Symbol	Jednostka	1999	2000	2001	2002	Suma efektu redukcji
CIEPŁOWNIE ZAWODOWE							
Łączna moc kotłów ciepłowni (zainstalowana, w paliwie)	MOC	MWth	22120	22552	22004	21308	
Łączne zużycie paliw wsadowych	WSAD	TJ/a	132856	121346	131516	124397	
Produkcja ciepła	PROD	TJ/a	103666	95255	103358	97750	
Emisja CO ₂ w latach	EMIS	tys t/a	12563	11551	12395	11744	
Łączny efekt redukcji emisji (EA) w latach 1989-2002	EA	tys t/a					732
Wskaźnik emisyjności produkcji ciepła (EMIS /PROD)	EMCIEP	t CO ₂ /GJ	0,121	0,121	0,120	0,120	
Wskaźnik wykorzystania wsadu (PROD /WSAD)	EFEKT	%	78,0	78,5	78,6	78,6	
Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej		%	19,0	17,1	19,0	18,5	
ELEKTROCIEPŁOWNIE ZAWODOWE							
Łączna moc kotłów EC (zainstalowana, w paliwie)	MOC	MWth	38 641	38 062	37 965	37 831	
Łączne zużycie paliw wsadowych	WSAD	TJ/a	369521	359588	380312	369507	
Produkcja elektryczności	PROD-E	GWh/a	18504	20049	21019	21770	
Produkcja ciepła	PROD-C	TJ/a	215874	204413	217337	203049	
Emisja CO ₂ w latach	EMIS	tys t/a	35749	35426	37179	35747	
Łączny efekt redukcji emisji (EA) w latach 1989-2002	EA	tys t/a					4188
Premia kogeneracyjna (COGEN)	COGEN	tys t/a					8939
Wskaźnik emisyjności produkcji EC (EMIS /PROD); PROD= PROD-E + PROD-C	EMCIEP	t CO ₂ /GJ	0,127	0,128	0,127	0,127	
Wskaźnik wykorzystania wsadu (PROD /WSAD)	EFEKT	%	76,4	76,9	77,0	76,2	
Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej		%	30,3	30,0	31,8	31,0	
ELEKTROWNIE ZAWODOWE							
Łączna moc kotłów elektrowni (zainstalowana, w paliwie)	MOC	MWth	68934	68813	68694	68708	
Łączne zużycie paliw wsadowych	WSAD	TJ/a	1138458	1151602	1135399	1111192	
Produkcja elektryczności	PROD-E	GWh/a	112 649	114 411	113 020	111 090	
Produkcja ciepła	PROD-C	TJ/a	30084	28897	30690	29394	
Emisja CO ₂ w latach	EMIS	tys t/a	113094	115520	112993	113061	
Łączny efekt redukcji emisji (EA) w latach 1989-2002	EA	tys t/a					18226
Premia kogeneracyjna (COGEN)	COGEN	tys t/a					8023
Wskaźnik emisyjności produkcji ciepła (EMIS /PROD-E)	EMI-EL	t CO ₂ /MWh	1,004	1,010	1,000	1,018	
Wskaźnik emisyjności produkcji EC (EMIS /PROD); PROD= PROD-E + PROD-C	EMI	t CO ₂ /GJ	0,260	0,262	0,258	0,263	
Wskaźnik wykorzystania wsadu (PROD /WSAD)	EFEKT	%	38,3	38,3	38,5	38,6	
Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej		%	52,4	53,1	52,4	51,3	

Źródło: obliczenia własne na podstawie opublikowanych raportów [6]

ZALĄCZNIK 2. Porównanie proponowanych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ w kolejnych planach rozdziału uprawnień (KPRU-x) w uczestniczących sektorach gospodarki

APPENDIX 2. The comparison of CO₂ allowances proposed in the consecutive draft NAP's to industrial sectors covered by the ETS

Sektor	KPAU-1	2-ty KPRU	3-ci KPRU	4-ci KPRU	Relacje (zmiany KPRU-x / KPAU-1)				KPRU-4/ KPRU-3
	Pula bazowa (KPAU-1) wg MS, wrzesień 2004 tys.t/rok	Przydział średnia 05-07 wg MS z 30. maja 2005 tys.t/rok	Przydział średnia 05-07 wg MS z 20 czerwca 2005 tys.t/rok	Przydział średnia 05-07 wg MS z 28 czerwca 2005 tys.t/rok	Kol. 3/2		Kol. 4/2		Kol. 5/2
					%	%	%	%	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Elektrownie zawodowe	143316	129942	127921	127337	90,7%	89,3%	89,3%	88,9%	99,54%
EC zawodowe	40609	38260	32539	34463	94,2%	80,1%	84,9%	84,9%	105,92%
Ciepłownie zawodowe	13426	10307	11878	12129	76,8%	88,5%	90,3%	90,3%	102,12%
Przemysł rafinerii	8822	8014	8176	8176	90,8%	92,7%	92,7%	92,7%	100,00%
Przemysł koksowniczy	4602	4482	4330	4053	97,4%	94,1%	94,1%	88,1%	93,61%
Hutnictwo żelaza i stali	17756	15773	19455	19411	88,8%	109,6%	109,3%	109,3%	99,77%
Przemysł cementowy	13422	11119	11322	11332	82,8%	84,4%	84,4%	84,4%	100,09%
Przemysł wapienniczy	2611	2014	2211	2279	77,1%	84,7%	87,3%	87,3%	103,06%
Przemysł szklarski	1870	1770	1792	1894	94,6%	95,8%	101,3%	101,3%	105,72%
Przemysł ceramiczny	1617	1555	1373	1359	96,2%	84,9%	84,9%	84,1%	99,01%
Przemysł papierniczy	2779	2146	2208	2218	77,2%	79,5%	79,8%	79,8%	100,45%
Przemysł cukrowniczy	2988	2273	2436	2426	76,1%	81,5%	81,2%	81,2%	99,61%
Przemysł chemiczny	7483	5959	6419	6419	79,6%	85,8%	85,8%	85,8%	100,00%
Przemysł pozostały	5338	3778	4519	4277	70,8%	84,7%	84,7%	80,1%	94,65%
RAZEM	266638	237393	236576	23774	89,0%	88,7%	88,7%	89,2%	100,51%

Źródło: obliczenia własne na podstawie publikowanych w Internecie danych MŚ (www.mos.gov.pl) oraz raportów [6]

ZALĄCZNIK 3. Zestawienie proponowanych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ w 1 i 5 planie rozdziału uprawnień (KPRU-1 i KPRU-5), z przydziałami obowiązującymi na mocy rozporządzenia Rady Ministrów

APPENDIX 3. The statement of CO₂ allowances proposed to industrial sectors covered by the ETS, in the first and fifth draft NAP's, and finally granted by the Polish Council of Ministers Ordinance

Sektor	Przydziały w KPRU-1 (wg MS z dnia 23.05.2005)		KPRU-5 z dnia 18-08-2005		Obowiązujący KPRU- wg rozp. Rady Ministrów		Uwagi i objaśnienia różnic obowiązującego KPRU, a projektem KPRU-5 z sierpnia 2005 r.
	ton CO ₂ /a	2	ton CO ₂ /a	3	ton CO ₂ /a	4	
1							
Instalacje spalania paliw -kod E1							
Elektrownie zawodowe (kod E.1)	143315740		12672900		198108100		suma instalacji z kodem E.1 (z każdego sektora przemysłu)
EC zawodowe (kod E.1)	46969865		34839000				
Ciepłownie zawodowe (kod E.1)	13975445		11979300				
Przemysł rafinacyjny (kody E.1 + E.2), w tym:	10067609		8122300				
- technologia przetwarzania ropy (bez EC)- kod E.2					3371100		bez instalacji kodu E.1
Przemysł koksowniczy (kody E.1 + E.3), w tym	5143175		4361200				
- piece koksownicze - kod E.3					3983600		bez instalacji kodu E.1
Hutnictwo żelaza i stali (kody E.1 + F.1 + F.2), w tym:	18677699		18946900				
- technologia hutnicza (bez EC) - kody F.1 + F.2					13547400		bez instalacji kodu E.1
Przemysł cementowy (kod M.1.1)	13422083		11331200		11326400		bez instalacji kodu E.1
Instalacje produkcji WAPNA (wapno+ cukier+ chemia+ gąbki), w tym: (kod M.1.2)					2888800		wszystkie instalacje z kodem M.1.2
- przemysł wapienny (zawodowy) - kod M.1.2	2726379		2262100				
Przemysł szklarski - kod M.2	2145397		1880100		1934700		bez instalacji kodu E.1
Przemysł ceramiczny - kod M.3	1752985		1431700		1489600		bez instalacji kodu E.1
Przemysł papierniczy (E.1+M1.2+ O.1 i O.2), w tym:	3047957		2325600				
- instalacje technologiczne- tylko kody O.1 + O.2					288100		bez instalacji kodu E.1
- wapno w przemyśle papierniczym (kod M.1.2)			212700				
Przemysł cukrowniczy (kod E.1 + M1.2)	3088459		2405000				
- w tym z produkcji wapna (kod M.1.2)			159700				
Przemysł chemiczny (kod E.1)	7831165		6421000				
w tym produkcja szkła specjalnego (kod M.2)			54000				
Przemysł pozostały (kod E.1)	5647913		4272000				
RAZEM	277791871		237300300		237918800		

Uwaga: kody instalacji zgodnie z tabelą nr 1 w załączniku do rozporządzenia Rady Ministrów (Dz.U. nr 264, poz. 2206 z 27.12.2005r)

Komentarz autora: Porównanie wcześniejszych projektów z aktualnie obowiązującymi przydziałami uprawnień do emisji jest utrudnione ze względu na przyjęcie przez Ministerstwo Środowiska, a następnie Radę Ministrów innej, istotnie różnej klasyfikacji sektorowej instalacji. Jedynymi wartościami nadającymi się do porównania mogą być wielkości sumaryczne średniorocznych przydziałów uprawnień do emisji. Porównanie tych wartości wskazuje, że w obowiązującym KPRU zwiększono sumaryczną pulę przydziałów o ok. 0,3% ponad wartość z projektu KPRU-5. Odbiło się to głównie kosztem istotnego zmniejszenia rezerwy uprawnień dla instalacji nowych — nie objętych obowiązującym KPRU (zgodnie z definicją w art. 3 ustawy [3]).

Zygmunt PARCZEWSKI

CO₂ emission trading impact on environmental costs and restructuring processes of energy enterprises

Abstract

Key legal regulations of the EC and Poland's established a framework for Emission Trading Scheme of CO₂ (ETS) has been analysed and discussed in the paper. Discussion covered essentialities and core mechanisms, and main rules of ETS implementation in Poland. The mechanism defined as obligatory and voluntary nature, which have to implemented in the firm (company) participated in the ETS. The new business processes has been defined as an effect of ETS introduction to energy enterprise economics. The author underlines significance of credible monitoring system to be established in the participating company and its obligation to surrender sufficient number of allowances not less then verified annual emission. In addition, flexible mechanisms allowed under the Polish emission trading law are characterised e.g. banking, borrowing, netting, pooling with a trustee nomination by installation's operator. The next paper's topic focused on potential economic consequences if to strong emission benchmark will apply, especially in district heating sector acting on local heat markets. This analysis has been made on cost — effective macro analysis. The author underlines potential negative economic and social consequences on local markets if benchmarking approach will not take into account local conditions, significantly differentiated. The decision makers have to take into account that heat producers on local markets often acts as monopolistic supplier. The paper defines a list of both the new activities and connected documentation, which should be prepared in each ETS participating company. Also, some aspects of energy supply security of Poland linked to the ETS company's behaviour are presented. The paper has attached three tables contain sets of data characterised production and emission data, proposed and settled tradable allowances to all sectors covered by the ETS. More detailed are described power plants, CHP plants and heat plant supplied district heating.

KEY WORDS: emission trading scheme, CO₂ emission tradable allowance, new business processes, energy enterprise, energy policy, Poland