

STUDENCKI PRZEGLĄD
EKONOMICZNO-SPOŁECZNY

STUDENCKIE
KOŁO NAUKOWE



FINANSÓW
MIĘDZYNARODOWYCH

Nr 1 (14)

WRZESIEŃ 2013

STUDENCKIE KOŁO FINANSÓW MIĘDZYNARODOWYCH
WE WSPÓLPRACY Z INSTYTUTEM STUDIÓW EKONOMICZNO-SPOŁECZNYCH

**STUDENCKI PRZEGLĄD
EKONOMICZNO-SPOŁECZNY**

Wydanie z artykułami naukowymi opracowanymi po konferencji

Polityka energetyczna i klimatyczna Unii Europejskiej

w Jachrance, 20-21 kwietnia 2013 r.

Warszawa, wrzesień 2013

Drodzy Czytelnicy,

Przedstawiamy Wam 14 numer „Studenckiego Przeglądu Ekonomiczno-Społeczny”. W tym wydaniu publikujemy artykuły opracowane po wystąpieniach na konferencji naukowej *Polityka energetyczna i klimatyczna Unii Europejskiej*, która odbyła się w Jachrance 20-21 kwietnia 2013 roku, a zorganizowana została przez SKN Finansów Międzynarodowych we współpracy z European Climate Foundation. Pragniemy poświęcić Waszej uwadze cztery wybrane prace naukowe, zawierające m.in. efekty badań oraz analiz stanu europejskiego rynku energii – zarówno w ujęciu panoramicznym, jak i szczegółowym, na przykładzie wybranych krajów. Oprócz tego prezentowane artykuły przybliżają wybrane regulacje prawne oraz powiązania sektora energetycznego z aspektami zrównoważonego rozwoju. Na końcu numeru zamieszczone zostały streszczenia wszystkich prac w języku angielskim.

Dziękujemy wszystkim autorom, recenzentom oraz osobom, których wiedza i wsparcie przyczyniły się do opracowania oraz wydania aktualnego numeru czasopisma, m.in. członkom Studenckiego Koła Naukowego Zrównoważonego Rozwoju oikos Warszawa. Zapraszamy wszystkich zainteresowanych do nadsyłania artykułów które będą mogły wzbogacić przyszłe numery oraz do współpracy w ramach dzielenia się swoją wiedzą, pasją i umiejętnościami.

Katarzyna Woźniak

wraz z zespołem redakcyjnym

Spis Treści

Wstęp

Katarzyna Negacz	5
Przyczyny i wybrane przykłady wdrożenia CSR w polskim sektorze energetycznym	
Dominika Czyż	18
Aukcjonowanie uprawnień do emisji CO ₂	
Hubert Pytliński	39
Duński rynek energii w odniesieniu do europejskiej polityki energetycznej	
Marcin Krzemień	55
The impact of vertical restraints on competition in the EU gas market	
Abstracts	74
Od redakcji	76
Informacje dla autorów	77

Katarzyna Negacz*

Przyczyny i wybrane przykłady wdrożenia CSR w polskim sektorze energetycznym

Abstrakt:

W ciągu ostatnich dziesięcioleci koncepcja CSR (z ang. *corporate social responsibility* – społeczna odpowiedzialność biznesu) zyskała wielu zwolenników również w przedsiębiorstwach, które w znacznym stopniu negatywnie wpływają na środowisko naturalne. W artykule autorka analizuje, jakie działania są podejmowane oraz z jakiego powodu ma to miejsce. Dodatkowo rozważa czy wynikające z regulacji zobowiązania posiadające charakter działań CSR nadal nimi są. Odpowiedź na powyższe pytania zostanie przedstawiona na przykładzie sektora energetycznego w Polsce.

Wstęp

Nadrzędnym celem artykułu jest identyfikacja zakresu działań CSR przedsiębiorstw zlokalizowanych na terytorium Polski oraz przyczyn podejmowania tych działań. Dodatkowym celem jest rozważenie czy kroki o charakterze CSR wymagane przez prawo nadal można uważać społeczną odpowiedzialność biznesu, a nie jedynie obowiązek.

Wybraną metodą badawczą są studia przypadku. Autorka zastosowała dobór na podstawie maksymalnego zróżnicowania przypadków, co pozwoli pokazać różne ekstrema i wymiary działań¹. Przedstawione w studiach przypadku przedsiębiorstwa będą się różniły lokalizacją, wielkością, zakresem i typem działalności. Uwzględniono działania takich firm jak RWE, 3 Wings, PGNiG, ENEA, PGE. Wybraną formą interpretacji jest podejście dedukcyjne.

Definicja zrównoważonego rozwoju została określona po raz pierwszy w Raporcie Gro Harlem Brundtland w następującym brzmieniu: „Rozwój zrównoważony, to jest taki rozwój, w którym potrzeby obecnego pokolenia mogą być zaspokojone bez umniejszania szans przyszłych

* Doktorantka w Kolegium Ekonomiczno-Społecznym oraz Kolegium Nauk o Przedsiębiorstwie w Szkole Głównej Handlowej. Absolwentka Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych oraz Finansów i Rachunkowości w Szkole Głównej Handlowej. Kontynuuje studia prawnicze na Uniwersytecie Warszawskim. E-mail: Katarzyna.Negacz@doktorant.sgh.waw.pl.

¹ P. Zaborek, *Application of Multiple Case Study Method in Doctoral Dissertation* [w:] *Selected Methodological Issues For Doctoral Students*, red. M. Strzyżewska, Wydawnictwo Szkoły Głównej Handlowej, Warszawa 2009, s. 83-98.

pokoleń na ich zaspokojenie”². Wydanie Raportu w latach osiemdziesiątych XX wieku stanowiło przełom. Stopniowo założenia zrównoważonego rozwoju zaczęto wdrażać w programach uniwersyteckich³ i działaniach przedsiębiorstw. Koncepcja zrównoważonego rozwoju zakłada, że wzrost gospodarczy ma prowadzić do zwiększania spójności społecznej, w tym między innymi zmniejszania rozwarstwienia społecznego, wyrównywania szans, przeciwdziałania marginalizacji i dyskryminacji. Dodatkowo kładzie nacisk na podniesienie jakości środowiska naturalnego poprzez ograniczanie szkodliwego wpływu produkcji i konsumpcji na stan środowiska oraz ochronę zasobów przyrodniczych⁴. Trzeba podkreślić, że te założenia założeń sprzyjają wzrostowi konkurencyjności przedsiębiorstwa i jego akceptacji przez otoczenie.

Elementem koncepcji zrównoważonego rozwoju jest kwestia społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw będąca przedmiotem artykułu. Definicja CSR (z ang. *corporate social responsibility*, CSR) obejmuje „odpowiedzialność organizacji za wpływ jej decyzji i działań na społeczeństwo i środowisko, poprzez przejrzyste i etyczne zachowanie, które: przyczynia się do zrównoważonego rozwoju, włączając zdrowie i dobrobyt społeczeństwa, uwzględnia oczekiwania interesariuszy (osób lub grup, które są zainteresowane decyzjami lub działaniami organizacji), jest zgodne z mającym zastosowanie prawem i spójne z międzynarodowymi normami zachowania, jest wprowadzone w całej organizacji i praktykowane w jej działaniach w obrębie jej strefy wpływów”⁵. Przedsiębiorstwa coraz częściej skłaniają się ku społecznej odpowiedzialności biznesu, praktycznej implementacji koncepcji zrównoważonego rozwoju. CSR łączy w sobie elementy środowiskowe, społeczne i ekonomiczne stanowiąc podstawę trwałego i stabilnego rozwoju firm z różnych sektorów gospodarki. Wynika to z konieczności sprostania nie tylko wymaganiom prawnym, ale także rosnącym oczekiwaniom konsumentów.

Regulacje prawne ustanawiane przez Unię Europejską i państwa członkowskie uwzględniają zasady „zanieczyszczający płaci”, zapobiegania, ostrożności oraz mają na uwadze sytuacje gospodarczą kraju i lokalne uwarunkowania miejsca prowadzenia działalności. W ostatnim czasie coraz więcej aktów prawnych w sposób holistyczny reguluje emisje zanieczyszczeń, dzięki czemu szkodliwe działanie firm nie zmienia form. Działalność przemysłowa przedsiębiorstw często powoduje zanieczyszczenie środowiska. Z tego powodu podejmowane są liczne działania mające na celu zapobieganie, redukcje i eliminowanie zanieczyszczeń, które zostały uregulowane na gruncie prawnym i dzięki temu stały się wiążące dla pomiotów, do których są skierowane. Aby mówić o przedsiębiorstwach zanieczyszczających, należy przyjąć definicję tych podmiotów. Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (2010/75/UE) z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych: „zanieczyszczenie” oznacza bezpośrednie lub pośrednie wprowadzenie – w wyniku działalności człowieka – substancji, wibracji, ciepła lub hałasu do powietrza, wody lub ziemi, które może zagrażać zdrowiu ludzi lub jakości środowiska, spowodować szkody materialne, albo obniżenie walorów środowiskowych lub kolizję z innymi uzasadnionymi sposobami korzystania ze środowiska.

W przypadku Polski ważnym dokumentem o niewiążącym charakterze, lecz mającym walor diagnostyczny, jest odnoszący się do działań CSR opracowany w 2012 roku raport *Wizja zrównoważonego rozwoju dla polskiego biznesu, 2050*⁶. Dokument powstał w oparciu o kon-

² *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*, 1987.

³ E. Taylor, *Przyroda* [w:] *Geografia ekonomiczna*, red. K. Kuciński, Oficyna Wolters Kluwer Polska, Warszawa 2009, s. 86.

⁴ *Ibidem*, s. 86-87.

⁵ Według normy ISO 26000 Polskiego Komitetu Normalizacyjnego.

⁶ *Wizja zrównoważonego rozwoju dla polskiego biznesu 2050*, Ministerstwo Gospodarki [dostęp: 20. 10. 2012 r.], <http://www.mg.gov.pl/Wspieranie+przedsiębiorczosci/Zrownowazony+rozwoj/Wizja+2050>.

sultacje przeprowadzone z 115 organizacjami, w tym 70 przedsiębiorstwami i siedmioma organizacjami zrzeszającymi przedsiębiorstwa. Podczas jego prezentacji przedstawiciele przedsiębiorstw podpisali *Deklarację biznesu na rzecz zrównoważonego rozwoju*. Raport wskazuje kluczowe dla polskiej gospodarki wyzwania, do których należy poprawa jakości kapitału ludzkiego, infrastruktury, zarządzania zasobami naturalnymi, bezpieczeństwa energetycznego, jakości instytucji państwowych. Obecnie przed sektorem energetycznym w Polsce i na świecie stoi wiele wyzwań takich jak światowy kryzys gospodarczy, rozwój odnawialnych źródeł energii oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Sektor energetyczny w każdym kraju odgrywa istotną rolę. Stanowi siłę napędową gospodarki i często decyduje o jej miejscu na polityce na świecie. Jednocześnie jest to sektor silnie uregulowany, zarówno na poziomie wytwarzania, jak i przesyłu oraz dystrybucji energii. Od lat dziewięćdziesiątych, gdy szczególną uwagę zaczęto przywiązywać do redukcji emisji gazów cieplarnianych, przedsiębiorstwa wdrażają działania mające na celu ochronę środowiska. W przeciągu ostatniej dekady większość przedsiębiorstw energetycznych podjęła działania w kierunku stworzenia holistycznego ujęcia swych działań na rzecz zrównoważonego rozwoju⁷.

Przyczyny wdrażania CSR przez przedsiębiorstwa energetyczne

Istnieje wiele przesłanek pozwalających przyjąć, że na różnych płaszczyznach przedsiębiorstwa energetyczne wpływają negatywnie na otoczenie. Wpływ ten dotyczy grupy zarówno pierwszego stopnia, czyli pracowników, klientów oraz dostawców, jaki i drugiego stopnia, a więc mediów i grupy interesów. Dodatkowym milczącym akcjonariuszem jest też środowisko naturalne. Negatywne oddziaływanie przedsiębiorstw z interesariuszami można analizować w wymiarze (1) wewnętrznym, w tym zarządzania surowcami i zasobami ludzkimi oraz (2) zewnętrznym, w tym relacji z partnerami czy przestrzegania praw człowieka. Można je wyeliminować stosując rozwiązania wpisujące się w definicję CSR.

W odniesieniu do wymiaru wewnętrznego, historycznie wielu pracowników doznało urazów lub wypadków śmiertelnych. Z czasem warunki pracy uległy poprawie, zwłaszcza w krajach rozwiniętych. Znane są też przykłady całkowitej dewastacji obszarów, na których przedsiębiorstwo pozyskiwało surowce naturalne. Problemem sektora jest malejący stan zasobów surowców naturalnych przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania na energię. Problem ten po raz pierwszy został poruszony w XVII wieku przez Thomasa Malthusa, następnie badania nad nim prowadzili między innymi A. Toffler oraz D. H. Meadows i D. M. Meadows⁸. Dotyczy on głównie nieodnawialnych surowców naturalnych takich jak ropa, gaz czy węgiel, których ilość jest ograniczona (rezerwy ropy mogą zaspokoić zapotrzebowanie przez 45 lat, gazu ziemnego przez 52 lata, węgla kamiennego przez 200 lat)⁹. Pomimo ciągłych doniesień o odkryciu nowych złóż od czasu kryzysów naftowych w latach 70 XX wieku, czynione są starania w celu bardziej efektywnego wykorzystania dostępnych surowców¹⁰. Kurcząca się zasoby surowców wywierają presję na stosowanie nowych technologii. Część z nich jest jednak kosztowna, co wpływa na ceny energii dla końcowego odbiorcy paliwa. Następnym priorytetem

⁷ Podręcznik do wdrażania Kodeksu Odpowiedzialnego Biznesu. Branża energetyczna i paliwowa, Koalicja CR, Pracodawcy RP na rzecz odpowiedzialnego biznesu [dostęp: 20. 10. 2012 r.], <http://www.koalicjacr.pl/podrecznik.html>.

⁸ *Geografia gospodarcza świata*, red. I. Fierla, PWE, Warszawa 1998, s. 47-59.

⁹ *Ibidem*, s. 49.

¹⁰ T. Pakulska, M. Poniadowska-Jaksch, *Korporacje transnarodowe a globalne pozyskiwanie zasobów*, SGH, Warszawa 2009.

jest zmodernizowana infrastruktura zapewniająca bezpieczeństwo i stabilność przesyłu, a także nie zanieczyszcza środowiska naturalnego. Dla samych przedsiębiorstw rosnące znaczenie ma jakość kapitału ludzkiego, która wyraża się w dobrze wykształconej i konkurencyjnej kadrze pracowniczej dostosowanej do potrzeb rynku pracy. Doniosłe znaczenie dla sektora ma rola państwa jako ustawodawcy i regulatora. Dodatkowo jest to podmiot inicjujący relacje partnerskie z przedsiębiorcami¹¹ umożliwiając im tym samym realizację ich zadań społecznych. Wyzwaniem dla sektora energetycznego jest struktura demograficzna polskiego społeczeństwa, w którym rośnie odsetek ludzi starszych, a maleje liczba urodzin. Postępujące starzenie się społeczeństwa tworzy potrzebę odpowiedniego zarządzania starszymi pracownikami z eksperckim doświadczeniem. Jednocześnie restrukturyzacja i rezygnacja z elektrowni węglowych wiąże się ze znacznymi kosztami społecznymi, gdyż w śląskich kopalniach zatrudnionych jest ponad 107 tysięcy pracowników, a dużo więcej pracuje w przedsiębiorstwach zależnych¹². Z drugiej strony istnieje również konieczność szkolenia młodszych pracowników i zapewnienia odpowiedniego transferu wiedzy w organizacji. Z punktu widzenia konsumentów, zmiana struktury demograficznej kreuje zapotrzebowanie na oferty dla grup defaworyzowanych, zwłaszcza osób starszych, często o niskich dochodach. Zapotrzebowanie na energię w Polsce rośnie i według Urzędu Regulacji Energetyki wymaga około 86 mld zł nakładów inwestycyjnych, a przy założeniu realizacji pakietu energetyczno-klimatycznego nakłady wynoszą ponad 200 mld zł¹³.

Szczególnym interesariuszem jest środowisko naturalne, które występuje nie tylko jako źródło zasobów, a więc czynników produkcji, ale także odbiorca negatywnych efektów zewnętrznych. Jednym z priorytetów sektora energetycznego w tym zakresie jest obniżenie emisji dwutlenku węgla (średnia emisyjna elektroenergetyki w Polsce wyniosła w 2010 roku 0,94 t CO₂/MWh, średnia dla 15 krajów Unii Europejskiej to 0,38 t CO₂/MWh¹⁴). Choć antropogeniczna geneza zmian klimatu jest kwestią dyskusyjną i wśród badaczy nie ma na ten temat zgodności, powstały liczne regulacje dotyczące tego obszaru. Redukcja emisji wiąże się również ze zmianami w ustawodawstwie, w tym przykładowo dyrektywą 2010/75/UE, która obowiązuje od 2013 roku i nałoży szereg wymagań na operatorów instalacji generujących zanieczyszczenia przemysłowe. Przedsiębiorstwa energetyczne są prawnie zobowiązane do podjęcia kroków dostosowujących ich działania do zmian klimatu. Zobowiązania te wynikają z Protokołu z Kioto do Konwencji Ramowej Narodów Zjednoczonych¹⁵. Zróżnicowanie warunków klimatycznych, w których działają przedsiębiorstwa potencjalnie generuje dla nich pewne ryzyko¹⁶. Ekstremalne zjawiska klimatyczne mogą również przyczynić się do uszkodzenia obiektów przedsiębiorstw prowadząc do katastrof ekologicznych. Zmiany klimatu mogą być jednak szansą dostępu do nowych surowców, które obecnie znajdują się pod powierzchnią lądolodu i mórz. Kolejnym wyzwaniem dotyczącym środowiska jest racjonalna gospodarka zasobami naturalnymi, która pozwala na dywersyfikację źródeł energii i zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. W aspekcie zewnętrznym można również rozważyć czy firmy z sektora energetycznego

¹¹ D. Streimikiene, Z. Simanavičienė, R. Kovaliov, *Corporate social responsibility for implementation of sustainable energy development in Baltic States* [w:] "Renewable and Sustainable Energy Reviews" 2009, nr 13, s. 813-824.

¹² *Wizja zrównoważonego rozwoju dla polskiego biznesu 2050*, op. cit., s. 58.

¹³ *Ibidem*.

¹⁴ *Ibidem*, s. 57.

¹⁵ E. Czarny, J. Menkes, M. Menkes, *Ekonomiczna analiza prawa ochrony klimatu – wybrane problemy* [w:] „Studia Prawnicze KUL” 2011, nr 3-4 (47-48).

¹⁶ K. Negacz, *Study on the Risk in International Companies in the Aspect of Climate Change – based on the Ceres Report (Climate Change Risk Perception and Management)* [w:] *Companies on Climate Change*, red. M. Cygler, C. Colard-Fabregoule, Kolegium Gospodarki Światowej SGH, Warszawa 2011.

i wydobywczego decydują się na programy CSR, aby poprawić swój wizerunek po negatywnych działaniach w krajach trzeciego świata. Wiele inwestycji prowadzonych przez znane przedsiębiorstwa takie jak Rio Tinto czy BHP Billiton przyczyniło się do zanieczyszczenia środowiska naturalnego lub złamania praw miejscowej ludności¹⁷. Te same przedsiębiorstwa w krajach rozwiniętych prowadzą kampanie społeczne i programy CSR. W konsekwencji można przypuszczać, że firmy stosują te działania jako formę „wynagrodzenia” szkodliwych operacji w innych miejscach lub sposób poprawienia reputacji.

Potencjalne wdrożenie działań z zakresu CSR niesie wymierne korzyści dla przedsiębiorstw. Wśród przykładowych należy wymienić¹⁸:

- skuteczniejsze zarządzanie ryzykiem i reputacją firmy,
- zrozumienie otoczenia, w którym funkcjonuje przedsiębiorstwo,
- wpływ interesariuszy na produkty i usługi oferowane przez przedsiębiorstwo,
- informowanie i edukacja interesariuszy, a w konsekwencji lepsze zrozumienie działań podejmowanych przez przedsiębiorstwo,
- budowanie kapitału społecznego.

Przestrzeganie obowiązującego prawa zaliczane jest do elementów składowych CSR. W przytoczonej wcześniej definicji nie ma odniesienia do dobrowolności działań lub ich wykroczenia poza obowiązujące normy. Podkreślono natomiast odpowiedzialność przedsiębiorstwa za jego działania. Jednak badacze są zgodni, co do tego, że działania CSR powinny wykroczać poza te, które wynikają z uwarunkowań prawnych. Istnieją również cztery modele promocji działań CSR: obserwatora, patrona, promotora i partnera¹⁹. Wobec tego należy zastanowić się jaki jest zakres CSR. Nie ma wątpliwości, że działania te muszą być przez prawo dopuszczalne. W analizach i badaniach w ocenie przedsiębiorstw często pod uwagę bierze się wypełnianie obowiązującego prawa, szczególnie w zakresie praw człowieka, praw pracowniczych i prawa podatkowego. Wychodząc z racjonalnego założenia, że ustawodawca tworzy prawo korzystne dla obywateli, wypełnianie prawa przyczynia się do zrównoważonego rozwoju, włączając zdrowie i dobrobyt społeczeństwa. Czy przedsiębiorstwo, które „tylko” wypełnia prawo może założyć, że wdraża lub wdrożyło zasady CSR? Wiele zależy od obowiązującego je prawa. Problem dodatkowo komplikuje się w przypadku korporacji transnarodowych, a wiele przedsiębiorstw sektora energetycznego nimi jest.

Regulacje prawne najczęściej zobowiązują przedsiębiorstwa sektora energetycznego do przestrzegania ściśle określonych norm w zakresie emisji szkodliwych substancji do środowiska, ingerowania w naturalne ekosystemy czy przeprowadzania oceny wpływu środowiskowego nowych instalacji. Ich niewypełnianie wiąże się z określonymi sankcjami, z założenia dotkliwymi dla przedsiębiorstw. Działania CSR tych firm, wykraczające poza wymagania prawne, koncentrują się na aspekcie społecznym i dialogu z interesariuszami, w tym pracownikami, klientami, otoczeniem, inwestorami i innymi. Wpływają one na wyniki firmy w sposób

¹⁷ *Dirty Profits*, Facing Finance, Berlin 2012.

¹⁸ *Standardy AA1000. Narzędzie społecznej odpowiedzialności organizacji*, CSRIinfo, Warszawa 2011, s. 8.

¹⁹ *Analiza instytucjonalnych modeli promocji CSR w wybranych krajach*, CSRIinfo, 2011[dostęp: 22.04.2013], http://www.mg.gov.pl/files/upload/10901/Analiza_instytucjonalna_modeli_promocji_CSR.pdf.

pośredni. Jednak niewielu odbiorców energii może zdecydować o tym, od kogo chce ją zakupić. Natomiast podejmując decyzje inwestorzy coraz częściej kierują się reputacją firmy. Koncentracja na działaniach natury społecznej wynika również z tego, że mogą one wpłynąć na zwiększenie zysku firmy, podczas gdy ich koszty są relatywnie niewielkie. Pogłębienie działań CSR w zakresie norm środowiskowych wiązałoby się przykładowo z niższymi emisjami, ale w konsekwencji zmianą technologii lub większymi kosztami.

Wybrane działania CSR firm z sektora energetycznego

Wymiar środowiskowy

Wymienione poniżej działania Grupy RWE dotyczące aspektu środowiskowego społecznej odpowiedzialności biznesu są spójne ze strategią rozwoju firmy i wymaganiami nakładanymi przez prawo. W wypowiedziach kadry menadżerskiej pojawia się kwestia spełnienia wymogów, a nie wykraczania poza nie. Programy mające na celu redukcje zużycia zasobów naturalnych, w tym przypadku energii elektrycznej, ciepłej i gazu, mają charakter pośredni, łączący aspekt społeczny i środowiskowy. Z pewnością wychodzą one poza standardowe informowanie o produkcie. Są elementem dbałości o klienta i odpowiadania na jego potrzeby, określone na podstawie badań ilościowych. W konsekwencji działania bezpośrednio ograniczające emisje i zwiększające udział OZE często są wykonywane w stopniu pozwalającym spełnić wymagania i wypełnić zobowiązania. Wynika to z faktu, że tego typu zmiany wymagają zastosowania innego rodzaju źródła, zmiany sposobu produkcji, wprowadzenia nowej technologii. Wszystkie te elementy łączą się ze znacznymi kosztami i jednocześnie trudnymi do oszacowania korzyściami dla przedsiębiorstwa. Z pewnością wzrosnie jego reputacja jako firmy chroniącej środowisko naturalne. Jednak w Polsce stosunkowo niewielu odbiorców świadomie wybiera dostawcę energii. Również część inwestorów nie jest zainteresowana wynikami przedsiębiorstwa w tym zakresie. Dlatego też stosowane są działania edukacyjne, które są tańsze, trafiają bezpośrednio do klientów i w sposób przystępny przedstawiają im korzyści z oszczędzania energii tworząc pozytywny wizerunek firmy, a w sposób pośredni przyczyniają się do zmniejszenia emisji.

Grupa RWE jest przykładem przedsiębiorstwa realizującego środowiskowy aspekt CSR. RWE jest jedną z pięciu największych firm energetycznych w Europie. Zajmuje się wydobywaniem surowców naturalnych, produkcją energii i jej dystrybucją. Zatrudnia około 70 tysięcy pracowników i dostarcza energię 17 milionom odbiorców. RWE Polska w 2009 jako jedna z pierwszych spółek wprowadziła na rynek produkt „Energia z wiatraków”, który dał konsumentom, zwłaszcza dużym firmom, możliwość wyboru. Kupujący ten produkt otrzymywał odpowiedni certyfikat dokumentujący pochodzenie energii. Energia oferowana w ramach projektu pochodzi z elektrowni wiatrowych: Parku Wiatrowego Suwałki (składała się z 18 turbin, każda o mocy 2,3 MW) oddanego w 2009 roku oraz inwestycji z 2011 roku, czyli Farmy Wiatrowej Piecki (16 turbin po 2 MW) oraz Farmy Wiatrowa w Tychowie (15 turbin o mocy 2,3 MW). Kolejna inwestycja budowana jest w Nowym Stawie na Żuławach Wiślanych, w skład której wchodzić będzie 19 turbin o mocy 2,05 MW każda²⁰. Konstrukcja farm wiatrowych wiąże się także z budową infrastruktury, w tym dróg dojazdowych oraz instalacją, podziemnych kabli ener-

²⁰ *Parki wiatrowe RWE w Polsce*, [dostęp: 22.04.2013 r.], <http://www.rwe.pl/web/cms/pl/996160/start/wszystko-rwe/inwestycje/parki-wiatrowe-rwe-w-polsce/>.

getycznych i telekomunikacyjnych. Roczna produktywność farm wynosi przynajmniej 80 000 000 kWh, a uniknięte emisje to minimum 80 000 t CO₂. Prezes RWE Polska, Filip Thon wydał oświadczenie, że „(...)RWE planuje do 2015 roku wybudować w Polsce elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 300 MW. Pomoże to spełnić wymóg produkcji 15% energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r., który ustanowiła Unia Europejska.(...)”²¹. Plany te pokazują, że przedsiębiorstwa podejmują działania by sprostać zobowiązaniom wynikającym z regulacji europejskich. Projekt łączył aspekty edukacji konsumentów i ochrony zasobów naturalnych²². Przedsiębiorstwa oferujące OZE muszą wziąć pod uwagę, że są to inwestycje, których stopa zwrotu może podlegać znacznym wahaniom²³.

Podczas gdy odpowiedni udział OZE źródłach energii jest regulowany przez prawo, działania CSR firm najczęściej łączą aspekt środowiskowy i społeczny koncentrując się na edukacji, szczególnie na kształceniu w zakresie prawidłowego korzystania z energii elektrycznych przez klientów. Bezpieczne korzystanie z produktów i usług energetycznych oraz właściwe gospodarowanie energią jest istotne dla konsumentów. Podniesieniu świadomości konsumentów i pracowników służą kampanie społeczne takie jak przeprowadzona przez RWE Stoen „Świadoma Energia”. Program powstał po przeprowadzeniu badań wśród odbiorców energii w październiku i listopadzie 2006 roku, które pokazały, że popularyzacja energooszczędnych rozwiązań jest jednym ze sposobów realizacji potrzeb klientów przez firmę. W rezultacie 1 października 2007 roku RWE wydało „Przewodnik domowy”, a do faktur dołączono magazyn informacyjny „Więcej niż energia”²⁴. Badania ankietowe przeprowadzone przed projektem pokazały, że 82% respondentów jest skłonnych oszczędzać energię z powodów finansowych, a aż 40% energii elektrycznej jest w gospodarstwach domowych marnowane (2007). Działania objęły akcje informowania i doradztwo dla gospodarstw domowych²⁵.

Wymiar społeczny

Przedstawione poniżej przykłady praktyk z zakresu CSR różnych grup energetycznych dowodzą szerokiego zastosowania działań z zakresu społecznego skierowanych zarówno do pracowników (programy dla kobiet, wewnętrzne innowacje), jak i otoczenia zewnętrznego (szkoły, uczelnie, odbiorcy, akcjonariusze). Co ciekawe wiele przedsiębiorstw korzysta z usług firm doradczych w planowaniu i wdrażaniu działań z zakresu CSR. Może to wynikać z chęci utrzymania określonego poziomu zbliżonego do standardów zachodnich lub wykraczającego poza poziom krajowy. Innym powodem może być niechęć do rozbudowy działów zajmujących się CSR lub zrównoważonym rozwojem czy brak odpowiedniej liczby pracowników zdolnych do przygotowania odpowiednich działań.

Rośnie świadomość społeczeństwa dotycząca wpływu przedsiębiorstw sektora energetycznego na otoczenie. Jedną z firm, która zwróciła szczególną uwagę na zgodność umów z wymogami prawnymi w aspekcie społecznym jest 3 Wings. Należąca do grupy Eurowind spółka jest przedsiębiorstwem zajmującym się obrotem energią elektryczną i zarządzaniem portfelem

²¹ *Ibidem*.

²² Raport *Odpowiedzialny biznes w Polsce 2010. Dobre praktyki*, FOB, Warszawa 2011, s. 40.

²³ P. Sadowski, *Modeling renewable energycompany risk*, “Energy Policy” 2012, nr 40, s. 39-48.

²⁴ *Rusza Świadoma Energia RWE Stoen* [dostęp: 22.04.2013 r.], <http://www.rwe.pl/web/cms/pl/1100836/start/dla-mediow/aktualnosci/rusza-swiadoma-energia-rwe-stoen>.

²⁵ Raport *Odpowiedzialny biznes w Polsce 2008. Dobre praktyki*, FOB, Warszawa 2009, s. 62.

odnawialnych źródeł energii. Zaliczana jest do małych i średnich dostawców. Stosowane przez nią umowy wypełniają zalecenia Urzędu Regulacji Energetyki oraz spełniają wymagania przepisów unijnych. Przedsiębiorstwo przykładą też dużą uwagę do obsługi klienta i pełnej informacji²⁶. Spółka prowadzi też kampanie informacyjne dla klientów. Wielu odbiorców energii nie wie, że ma możliwość wyboru dostawcy, a przez to wpływu na rynek.

Program skierowany do społeczności Warszawy i Pruszkowa przeprowadził Vattenfall Poland, przedsiębiorstwo zakupione w 2011 roku przez PGNiG. Zajmowało się ono wytwarzaniem energii elektrycznej, ciepła oraz przesyłem i dystrybucją ciepła. Firma zorganizowała kampanie edukacyjną (500 tysięcy osób odwiedziło stronę projektu), w którą zaangażowane były również media i szkoły podstawowe (5 szkół)²⁷. Projekty „Szkoła z klimatem” i „Nauczyciel z klimatem” organizowane były w 2010 roku i miały charakter konkursowy.

Kolejną spółką, która prowadziła działania społeczne na szeroką skalę, była ENEA. Grupa ENEA zajmuje się wytwarzaniem, handlem i dystrybucją energii elektrycznej. W Polsce 16% wykorzystywanej energii sprzedawane jest przez Eneę, w szczególności w rejonie zachodniej i północno-zachodniej Polski. Swoje działania w latach 2007-2009 podsumowała w postaci raportu, który był tworzony przy wsparciu różnych grup interesariuszy. Takie podejście przybliżyło interesariuszom specyfikę działania firmy i podkreśliło partnerski wymiar relacji²⁸. Ostatni raport społecznej odpowiedzialności został wydany przez Grupę ENEA w 2011 roku. Został on sporządzony według standardów GRI (Global Reporting Initiative) na poziomie C. W procesie przygotowania raportu zaangażowano firmę doradcą CSRinfo, interesariuszy wewnętrznych i zewnętrznych. Kierunki rozwoju strategii CSR wskazują także interesariusze²⁹. W „Badaniu świadomości Społecznej Odpowiedzialności Biznesu”³⁰ za najważniejsze kwestie zostały uznane kolejno dbałość o środowisko naturalne (81%), bezpieczeństwo i higiena w miejscu pracy (81%) oraz bezpieczeństwo energetyczne kraju (80%). W przypadku przedsiębiorstw energetycznych szczególną rolę odgrywają interesariusze instytucjonalni: Urząd Regulacji Energetyki oraz odpowiednie ministerstwa. Spełnienie wymagań prawnych jest dziedziną pozytywnie wyróżniającą polskie przedsiębiorstwa, które często stosują rozwiązania bardziej zaawansowane od wymaganych. Inną grupę interesariuszy stanowią klienci, zarówno instytucjonalni jak i indywidualni. Często jest to społeczność bezpośrednio sąsiadująca z zakładami produkcyjnymi czy miejscami wydobywania. W swych działaniach przedsiębiorstwa uwzględniają także partnerów gospodarczych czyli konkurencję, dostawców źródeł energii, surowców i urzędów, a także media i organizacje pozarządowe. Wiele działań z zakresu CSR może być osiągniętych w sposób kompletny jedynie przy współdziałaniu przedsiębiorstw konkurencyjnych. Ważnym krokiem ku stworzeniu platformy współpracy w Polsce była konferencja „Odpowiedzialna Energia” zorganizowana przez PGNiG, której konsekwencją było podpisanie wspomnianej już deklaracji w sprawie zrównoważonego rozwoju. Udział w niej wzięło również sześć innych przedsiębiorstw: EDF Polska, Gaz-System, GDF Suez Energia Polska, Tauron, ENEA i Vattenfall³¹.

²⁶ Raport *Odpowiedzialny biznes w Polsce 2011. Dobre praktyki*, FOB, Warszawa 2012, s. 63.

²⁷ Raport *Odpowiedzialny biznes w Polsce 2008 [...]*, s. 64.

²⁸ *Blisko społeczności. Przegląd zaangażowania społecznego ENEA S.A. w latach 2007-2009* [dostęp: 25. 10. 2012 r.], www.enea.pl.

²⁹ M. O'Connor, J. H. Spangenberg, *A methodology for CSR reporting: assuring a representative diversity of indicators across stakeholders, scales, sites and performance issues* [w:] „Journal of Cleaner Production” 2008, nr 16, s. 1399-1415.

³⁰ *Podręcznik do wdrażania Kodeksu [...]*, op. cit.

³¹ *Konferencje branżowe* [dostęp: 23. 10. 2012 r.] <http://www.pgnig.pl/pgnig/9293/9296>.

Po raz pierwszy spotkanie odbyło się w 2009 roku, a następnie było powtarzane corocznie³². Jest ono organizowane w porozumieniu z firmą świadczącą usługi doradcze – PwC.

Rośnie też rola współpracy przedsiębiorstw sektora energetycznego z uczelniami wyższymi. Strategia CSR tworzona w oparciu o konsultacje z organizacjami pozarządowymi, pracownikami czy lokalną społecznością jest dokumentem, który realizuje nie tylko interesy firmy, ale także bierze pod uwagę aspekt społeczny. Przedsiębiorstwa takie jak Philips czy Grameen tworzyły w ten sposób produkty i usługi, a proces stanowił element „uczenia się” organizacji³³. W polskiej energetyce wprowadzono w życie program E-mobility RWE, podczas którego zainstalowano w Warszawie 13 punktów do ładowania niskoemisyjnych samochodów elektrycznych³⁴. Większość z nich zlokalizowana jest w śródmieściu oraz po jednym na Pradze, Mokotowie i Kabatach. Dzięki umowie RWE i Daimler ujednociono wtyczki i system będzie działał dla większości pojazdów elektrycznych. Podłączony samochód automatycznie przesyła dane do punktu ładowania, który nalicza taryfę wybraną przez właściciela. Automatyczna weryfikacja jest jednak możliwa tylko dla klientów z Niemczech. Jednak jak wiele elektrycznych pojazdów korzysta ze stacji w stolicy i czy nakłady poniesione na budowę stacji zwróciły się?

Przejawem CSR jest także dbałość o bezpieczeństwo i higienę w miejscu pracy. Ścisła regulacja w tym zakresie jest powiązana z wysokim narażeniem pracowników na urazy oraz ryzyko utraty życia. Coraz częściej zagrożenia wynikają nie tylko z obowiązków wykonywanych w trakcie pracy, ale zjawisk klimatycznych oraz zagrożenia zamachami terrorystycznymi. Program HOPP (Human Oriented Productivity Improvement Programme) wprowadzony przez PGE Polską Grupę Energetyczną pozwala pracownikom na innowacje i inicjatywy w miejscu pracy w formie projektów chroniących środowisko czy zmniejszających zużycie surowców. PGE jest największą przedsiębiorstwem sektora energetycznego w Polsce (pod względem przychodów i zysku). Jest producentem i dostawcą energii konwencjonalnej, odnawialnej i jądrowej. W Elektrowni Bełchatów został wdrożony w 1999 roku. Od czasu wdrożenia programu wpłynęło ponad 800 wniosków dotyczących usprawnień, w tym projektów szkoleń i poprawy warunków socjalnych³⁵. W 2013 roku zgłoszono 68 wniosków, a 83 autorów zostało nagrodzonych. Wnioski dotyczą często usprawnień technicznych, przykładowo zwycięski wniosek w 2013 roku dotyczył głowicy uniwersalnej wiertarko-frezarki elektrycznej.

Rośnie znaczenie różnorodności w miejscu pracy. Inicjatywą podjętą przez RWE Polska było prowadzenie projektu „Kobiety z energią”, który promował sposób zarządzania kobiet i równouprawnienie w miejscu pracy³⁶. Wydano także publikację „Liderki z energią”, w której opisano ścieżki kariery kobiet należących do kadry zarządzającej RWE. Należy podkreślić, że problem wyrównania szans rozwoju kobiet i mężczyzn w sektorach takich jak wydobywczy czy energetyczny wciąż nie jest w Polsce rozwiązany, a występujące dysproporcje są znaczne.

Inspiracje z krajów Unii Europejskiej

W różnych krajach polityka sektora energetycznego koncentruje się na innych aspektach często z powodów politycznych czy społecznych. Dla przykładu w Wielkiej Brytanii w latach

³² *Odpowiedzialna energia* [dostęp: 22. 04. 2013 r.] <http://www.odpowiedzialna-energia.pl>.

³³ M. London, *CSR partnership initiatives: Opportunities for innovation and generative learning* [w:] „Organizational Dynamics” 2012, nr 41, s. 220-229.

³⁴ *Raport Odpowiedzialny biznes w Polsce 2011* [...], *op. cit.*, s. 65.

³⁵ *Raport Odpowiedzialny biznes w Polsce 2009* [...], *op. cit.*, s. 24.

³⁶ *Raport Odpowiedzialny biznes w Polsce 2010* [...], *op. cit.*, s. 29.

osiemdziesiątych podjęto decyzję o odejściu od wytwarzania energii przede wszystkim w elektrowniach węglowych. Od tego czasu rosło znaczenie wykorzystania gazu ziemnego, energii jądrowej i OZE. Obecnie podejmowane są wysiłki mające na celu redukcje emisji wspierane przez politykę rządu, który wyznaczył poziom redukcji do 34% w 2020 roku³⁷. Z kolei w Niemczech w 2011 roku w skutek katastrofy w elektrowni w Fukushima podjęto decyzję o odejściu od energetyki jądrowej. Stanowiło to impuls do rozwoju OZE, co spowodowało wzrost zatrudnienia w tej dziedzinie, a także wzrost nakładów na badania i rozwój. W 2010 roku aż 27,2 GW mocy pochodziło z OZE, a w 2011 roku ich udział w produkcji energii elektrycznej wyniósł ponad 20% (w 2000 roku – 6,3%)³⁸. Mimo zróżnicowania na poziomie oczekiwań społecznych, przedsiębiorstwa energetyczne z innych państw Unii Europejskiej mogą stanowić pewnym zakresem źródło inspiracji dla polskich firm w zakresie wdrażania koncepcji CSR. Zbliżone warunki naturalne i uregulowania prawne tworzą możliwości przeniesienia najlepszych praktyk na grunt krajowy.

W Polsce do rzadkości należą produkty energetyczne dedykowane grupom defaworyzowanym. Indywidualne doradztwo, specjalne taryfy i programy rozłożenia spłaty należności zostały wprowadzone przez RWE npower w Wielkiej Brytanii. Program jest prowadzony w porozumieniu z pracownikami pomocy społecznej i objął około 9 tysięcy gospodarstw domowych³⁹. Istnieje możliwość wprowadzenia podobnego rozwiązania w Polsce. Pozostaje pytanie na ile szeroka byłaby grupa docelowa i jak wiele osób objąłby program. Należy wspomnieć, że obecnie szeroko stosowane jest zróżnicowanie taryfy na dzienną i nocną lub zróżnicowanie ceny energii w zależności od godzin.

W zakresie adaptacji do skutków zmian klimatu hiszpańska spółka Iberdrola, która pełni na lokalnym rynku energii rolę przywódcy, wprowadziła plan strategiczny mający na celu ograniczenie jej negatywnego wpływu na klimat. Zawierał on w sobie wdrożenie odpowiednich polityk w firmie, wprowadzenie narzędzi zarządzania ryzykiem zgodnie z międzynarodowymi wymaganiami oraz wprowadzenie nowego modelu zarządzania środowiskowego w 2008 roku. Grupa wprowadziła do oferty wszystkie obecnie znane źródła czystej energii, zainwestowała w nowe technologie wspomagające między innymi energetykę wiatrową⁴⁰. Należy zaznaczyć, iż w Hiszpanii rozwój alternatywnych źródeł energii był wspierany przez odpowiednie ustawodawstwo⁴¹. Pytaniem pozostaje jakie skutki przyniesie polska ustawodawstwo o OZE.

Trzeba zaznaczyć, że nie wszystkie rozwiązania stosowane w zagranicznych przedsiębiorstwach mogą być przeniesione bezpośrednio do Polski. Na pewno jest to możliwe w przypadku działań „miękkich” o charakterze społecznym i edukacyjnym. Trudności mogą dotyczyć programów obejmujących infrastrukturę czy zmianę technologii. Często kroki podejmowane przez przedsiębiorstwa są skutkiem wymagań prawnych. W związku z tym można przypuszczać, że również w Polsce wywrą one pozytywny skutek.

³⁷ Z. Karaczun, *Polska 2050 – na rozstajach węglowych* [w:] „Niskoemisyjna Polska 2050”, Warszawa 2012, s. 7.

³⁸ *Ibidem*, s. 11.

³⁹ *Podręcznik do wdrażania Kodeksu [...]*, op. cit.

⁴⁰ *Iberdrola Acts Against Climate Change* [dostęp: 21. 10. 2012 r.], <http://www.contraelcambioclimatico.com/en>.

⁴¹ J. A. Moseñe, R. L. Burritt, M. V. Sanagustín, J. M. Moneva, J. Tingey-Holyoak, *Environmental reporting in the Spanish wind energy sector: an institutional View* [w:] “Journal of Cleaner Production” 2012, s. 1-13.

Podsumowanie

W ciągu ostatnich dziesięcioleci w polskich przedsiębiorstwach z sektora energetycznego dokonała się przemiana. Coraz częściej spełniają one minimum w postaci przestrzegania obowiązujących przepisów prawnych, a często dodatkowo angażują się w działania o charakterze społecznym. Największa liczba raportów społecznej odpowiedzialności na świecie publikowana jest właśnie w sektorze energetycznym. Jest to uzasadnione rosnącym zainteresowaniem wynikami pozafinansowymi przedsiębiorstw, których działalność silnie wpływa na otoczenie. To również próba usprawiedliwienia licznych negatywnych skutków działalności przedsiębiorstw energetycznych w przeszłości. Często można ich uniknąć stosując CSR, a więc zwiększając zaangażowanie interesariuszy⁴², informując ich o działaniach i zamierzeniach firm oraz wspólnie rozwiązując problemy. Przyczynia się to do budowania pozytywnej reputacji firmy, co przekłada się pośrednio na wyniki finansowe przedsiębiorstw.

Działania CSR w polskich przedsiębiorstwach energetycznych można podzielić na te skoncentrowane na wymiarze środowiskowym i społecznym. Linia podziału nie jest jednak wyraźna, gdyż CSR stanowi spójną koncepcję, w której różne aspekty przenikają się wzajemnie. Autorka nie wyodrębniła wymiaru rynkowego, gdyż jest on motywem przewodnim dwóch pozostałych. Wymagana prawnie dywersyfikacja źródeł energii połączona z wprowadzaniem form OZE do ofert wpływa na podniesienie poziomu bezpieczeństwa energetycznego przy jednoczesnym wprowadzaniu nowych technologii i redukcji emisji gazów cieplarnianych. Dlatego też działania związane z ochroną środowiska najczęściej związane są z informowaniem i rozpowszechnianiem wiedzy na temat racjonalnego wykorzystania energii. Rzadko podejmowane są działania prośrodowiskowe, które wiązałyby się ze zmniejszeniem emisji, ale i wzrostem kosztów. Równie ważne jest zapewnienie odpowiedniego dialogu z interesariuszami i współpracy ze społeczeństwem. Ten aspekt jest często rozwijany przez firmy z sektora energetycznego, gdyż przekłada się na reputację firmy, a w konsekwencji na działania interesariuszy, w tym głównie pracowników i akcjonariuszy, a także mieszkańców okolic bezpośrednio sąsiadujących z instalacjami.

Praktyki z zakresu CSR nie dają gotowej odpowiedzi na wyzwania przedsiębiorstw sektora energetycznego. Tworzą jednak możliwość wpracowania wspólnych rozwiązań korzystnych dla środowiska, społeczeństwa i gospodarki.

⁴² E. Gilberthorpe, G. Banks, *Development on whose terms?: CSR discourse and social realities in Papua New Guinea's extractive industries sector* [w:] "Resources Policy" 2012, nr. 37, s. 185-193.

Bibliografia

- Czarny E., Menkes J., Menkes M., *Ekonomiczna analiza prawa ochrony klimatu – wybrane problemy* [w:] „Studia Prawnicze KUL” 2011, nr 3-4 (47-48),
- *Dirty Profits*, Facing Finance, Berlin 2012.
- *Geografia gospodarcza świata*, red. I. Fierla, PWE, Warszawa 1998.
- Gilberthorpe E., G. Banks, *Development on whose terms?: CSR discourse and social realities in Papua New Guinea’s extractive industries sector* [w:] “Resources Policy” 2012, t. 37.
- Karaczun Z., *Polska 2050 – na rozstajach węglowych*, Niskoemisyjna Polska 2050, Warszawa 2012.
- *Konferencje branżowe* [dostęp: 23. 10. 2012 r.], <http://www.pgnig.pl/pgnig/9293/9296>.
- London M., *CSR partnership initiatives: Opportunities for innovation and generative learning* [w:] “Organizational Dynamics” 2012, t. 41,
- O’Connor M., J. H. Spangenberg, *A methodology for CSR reporting: assuring a representative diversity of indicators across stakeholders, scales, sites and performance issues*, “Journal of Cleaner Production” 2008, t. 16,.
- Moseñe J. A., R. L. Burritt, M. V. Sanagustin, J. M. Moneva, J. Tingey-Holyoak, *Environmental reporting in the Spanish wind energy sector: an institutional View*, “Journal of Cleaner Production” 2012, s. 1-13.
- Negacz K., *Study on the Risk in International Companies in the Aspect of Climate Change – based on the Ceres Report (Climate Change Risk Perception and Management)* [w:] *Companies on Climate Change*, red. M. Cygler, C. Colard-Fabregoule, Kolegium Gospodarki Światowej SGH, Warszawa 2011.
- Sadorsky P., *Modeling renewable energy company risk* [w:] “Energy Policy” 2012, t. 40,
- Pakulska T., Poniatowska-Jaksch M., *Korporacje transnarodowe a globalne pozyskiwanie zasobów*, SGH, Warszawa 2009.
- *Podręcznik do wdrażania Kodeksu Odpowiedzialnego Biznesu. Branża energetyczna i paliwowa*, Koalicja CR, Pracodawcy RP na rzecz odpowiedzialnego biznesu [dostęp: 20. 10. 2012 r.], <http://www.koalicjacr.pl/podrecznik.html>,
- *Raport Odpowiedzialny biznes w Polsce 2008. Dobre praktyki*, FOB, Warszawa 2009.
- *Raport Odpowiedzialny biznes w Polsce 2009. Dobre praktyki*, FOB, Warszawa 2010.
- *Raport Odpowiedzialny biznes w Polsce 2010. Dobre praktyki*, FOB, Warszawa 2011.
- *Raport Odpowiedzialny biznes w Polsce 2011. Dobre praktyki*, FOB, Warszawa 2012.
- *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*, 1987.
- *Standardy AA1000. Narzędzie społecznej odpowiedzialności organizacji*, CSRinfo, Warszawa 2011,
- Streimikiene D., Simanaviciene Z., Kovaliov R., *Corporate social responsibility for implementation of sustainable energy development in Baltic States*, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2009, t. 13,
- Taylor E., *Przyroda* [w:] *Geografia ekonomiczna*, red. K. Kuciński, Oficyna Wolters Kulwer Polska, Warszawa 2009.
- Zaborek P., *Application of Multiple Case Study Method in Doctoral Dissertation*, [w:] *Selected Methodological Issues For Doctoral Students*, red. M. Strzyżewska, Wydawnictwo Szkoły Głównej Handlowej, Warszawa 2009,

Źródła internetowe:

- CSRIinfo, *Analiza instytucjonalnych modeli promocji CSR w wybranych krajach*, 2011 [dostęp: 22.04.2013] http://www.mg.gov.pl/files/upload/10901/Analiza_instytucjonalna_modeli_promocji_CSR.pdf,
- ENEA.pl, *Blisko społeczności. Przegląd zaangażowania społecznego ENEA S.A. w latach 2007-2009* [dostęp: 25. 10. 2012 r.], www.enea.pl,
- *Iberdrola Acts Against Climate Change* [dostęp: 21. 10. 2012 r.], <http://www.contraelcambioclimatico.com/en>,
- *Opowiedzialna energia*, [dostęp: 22. 04. 2013 r.], <http://www.odpowiedzialna-energia.pl>,
- *Parki wiatrowe RWE w Polsce* [dostęp: 22.04.2013], <http://www.rwe.pl/web/cms/pl/996160/start/wszystko-o-rwe/inwestycje/parki-wiatrowe-rwe-w-polsce>,
- *Rusza Świadoma Energia RWE Stoen* [dostęp: 22. 04. 2013 r.], <http://www.rwe.pl/web/cms/pl/1100836/start/dla-mediow/aktualnosci/rusza-swiadoma-energia-rwe-stoen>,
- *Wizja zrównoważonego rozwoju dla polskiego biznesu 2050*, Ministerstwo Gospodarki [dostęp: 20. 10. 2012 r.], <http://www.mg.gov.pl/Wspieranie+przedsiebiorczosci/Zrownowazono+rozwoj/Wizja+2050>.

Dominika Czyż*

Aukcjonowanie uprawnień do emisji CO₂

Unia Europejska jest światowym liderem w redukcji emisji gazów cieplarnianych. Kamieniem węgielnym strategii niskoemisyjnego wzrostu gospodarczego państw Wspólnoty jest Europejski System Handlu Emisjami. W styczniu 2013 roku rozpoczęła się jego trzecia faza, przypisująca mechanizmowi rynkowemu decydującą rolę w podziale uprawnień do emisji CO₂. Aukcjonowanie ma zapewnić mechanizm efektywnej wyceny certyfikatów, motywujący do redukcji gazów cieplarnianych w przemyśle. Rynkowa alokacja uprawnień powinna sprawić, że cena równowagi, odzwierciedlająca rzeczywisty, społeczny koszt emisji dwutlenku węgla będzie uwzględniana jako koszt produkcji w rachunku ekonomicznym.

Jeśli cele polityki klimatycznej Unii Europejskiej zostałyby osiągnięte, Europejski System Handlu Emisjami okazałby się nie tylko pierwszym na świecie międzynarodowym systemem typu ograniczenie – handel, ale i pierwszym w historii myśli ekonomicznej pomyślnym zastosowaniem metod aukcyjnych do internalizacji efektów zewnętrznych. Niemniej jednak, stale obserwowana na rynku nadwyżka podaży certyfikatów, powodująca obniżkę cen oraz trwająca w Unii Europejskiej debata nad strukturalną reformą systemu wskazuje, że sam rynek uprawnień do emisji CO₂ nie działa efektywnie.

Na podstawie przeprowadzonego rozumowania można postawić hipotezę, że Europejski System Handlu Emisjami nie jest efektywnym mechanizmem realizowania polityki energetyczno-klimatycznej. Celem niniejszej pracy będzie w tym kontekście ocena systemu jako przykładu zastosowania aukcji do internalizacji kosztów emisji CO₂.

Teoria efektów zewnętrznych

W teorii ekonomii klimat jest klasycznym przykładem dobra publicznego, natomiast globalne ocieplenie negatywnym kosztem zewnętrznym działalności gospodarczej. Terminy zakorzenione w ekonomii dobrobytu zdają się rozkwitać dzięki ekonomii środowiska, która analizę optymalnego wykorzystania ograniczonych zasobów środowiska naturalnego prowadzi również w kontekście zrównoważonego rozwoju. Najmłodszą dziedziną ekonomii środowiska zdaje się być ekonomia zmian klimatu (*economics of climate change*) zapoczątkowana przez Nicolasa Sterna, który właśnie zmiany klimatyczne uznał za największą niesprawność rynku w historii świata. Jego raport udowodnił, że globalne ocieplenie ma zasadnicze skutki społeczne, ekonomiczne i polityczne, zasługując zatem na zainteresowanie ekonomistów nie tylko w kontekście teorii

* Studentka I roku studiów magisterskich na kierunku Ekonomia (Szkoła Główna Handlowa w Warszawie) oraz II roku na Lingwistyce Stosowanej (Uniwersytet Warszawski); e-mail: czyz.dominika@gmail.com

efektów zewnętrznych. Zmiany klimatu powinny być ujmowane w kategoriach matematycznych i statystycznych, opisywane modelami, analizowane i prognozowane¹.

Efekt zewnętrzny (*externality*) to zjawisko polegające na przeniesieniu kosztów lub korzyści wynikających z transakcji rynkowej lub działalności gospodarczej na podmioty nie będące ich bezpośrednimi uczestnikami². Pojęcie to zostało wprowadzone przez Arthura Pigou jako przykład zawodności rynku (*market failure*), sytuacji, w której rynkowa alokacja zasobów nie jest efektywna w sensie Pareto³.

Angielski ekonomista podzielił produkty i koszty na prywatne i społeczne. Koszty (produkty) prywatne, tożsame z kosztami (produktami) krańcowymi, uwzględniają jedynie bezpośrednie efekty działalności gospodarczej, dotyczą jedynie konsumentów i producentów danego dobra. Koszty (produkty) społeczne natomiast obejmują wszystkie (również pośrednie) efekty działalności gospodarczej. Efekty zewnętrzne stanowią różnicę między prywatnymi a społecznymi kosztami (produktami). Efekty negatywne nazywane są kosztami (*external cost*), pozytywne zaś korzyściami zewnętrznymi (*external benefit*). Gdy producenci uwzględniają w rachunku marginalnym jedynie koszty (produkty) prywatne decydują się wytwarzać więcej (mniej) niż wynosi społeczne optimum⁴.

Emisja CO₂ to koszt zewnętrzny, który towarzyszy produkcji m.in. energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych. Właściciel elektrowni, dążący do maksymalizacji zysku, ustala poziom produkcji w punkcie, w którym koszt krańcowy jest równy rynkowej cenie energii elektrycznej. Choć emisja CO₂ towarzysząca produkcji przyczyni się w długim okresie do globalnego ocieplenia klimatu, nie zostanie, jako koszt pośredni, uwzględniona przez producenta w krótkookresowym rachunku marginalnym. Ponieważ prywatny koszt produkcji będzie w konsekwencji niższy od kosztu społecznego, wielkość produkcji energii elektrycznej (a zarazem emisji CO₂) okaże się wyższa niż w punkcie społecznego optimum. Koszt nadprodukcji w postaci zmian klimatycznych poniesie ostatecznie społeczeństwo.

Internalizacja efektów zewnętrznych

W sytuacji występowania efektów zewnętrznych podmiotom gospodarczym brakuje ekonomicznej motywacji do osiągnięcia rozwiązań optymalnych w sensie Pareto, niesprawność rynku może być zatem usunięta jedynie dzięki interwencji państwa. Proces niwelowania różnicy między społecznymi i prywatnymi kosztami to internalizacja efektów zewnętrznych (*internalizing externalities*)⁵. Państwo może regulować działania podmiotów gospodarczych korzystając zarówno z regulacji prawnych, jak i stwarzając ekonomiczne bodźce do zmiany poziomu produkcji.

Choć zastosowanie instrumentów polityki fiskalnej koryguje działanie mechanizmu rynkowego, nie usuwa jednak źródeł jego niesprawności. *Istotną cechą efektów zewnętrznych jest fakt, że dotyczą one dóbr, które interesują ludzi, a nie są sprzedawane na rynku*⁶. Właśnie brak odpowied-

¹ N. Stern, *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, Cambridge University Press, 2007, s.11-41.

² J. Buchanan, C. Stubblebine, *Externality*, "Economica" 1962, nr 29 (116)/ listopad, s. 371-384.

³ F. Bator, *The Anatomy of Market Failure*, "Quarterly Journal of Economics" 1958, nr 72(3), s. 351-379.

⁴ A. Pigou, *The Economics of Welfare: Volume I*, Cosimo Classics, 2005, s.131-142.

⁵ J. Black, *Słownik ekonomii*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2008, s.152.

⁶ H. Varian, *Mikroekonomia. Kurs średni – ujęcie nowoczesne*, Wydawnictwo PWN, Warszawa 2002, s.591.

nich rynków powoduje powstawanie efektów zewnętrznych. Państwo powinno zatem utworzyć rynek, na którym koszty zewnętrzne staną się przedmiotem obrotu.

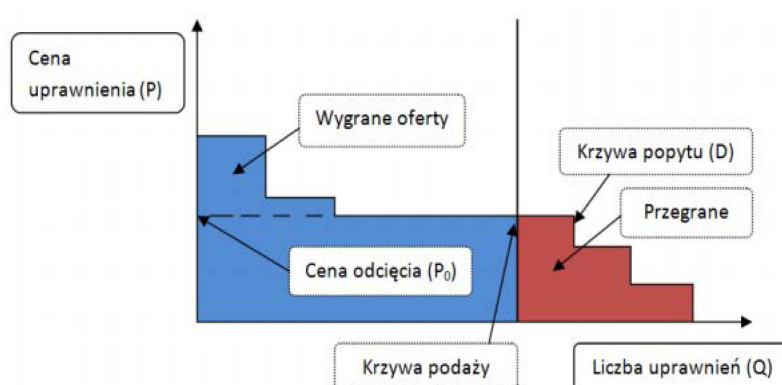
Po pierwsze, konieczne będzie określenie optymalnego poziomu kosztów zewnętrznych, następnie dokonanie alokacji odpowiadającego mu wolumenu zbywalnych pozwoleń: w drodze przydziału lub sprzedaży. Mechanizm rynkowy dokona efektywnej wyceny uprawnień do emisji, ponieważ maksymalna cena, jaką będą skłonni zapłacić przedsiębiorcy będzie odpowiadała wysokości kosztu zewnętrznego. Krzywa kosztów krańcowych indywidualnego przedsiębiorstwa przesunie się o wartość kosztów zewnętrznych równą cenie uprawnienia. Uwzględniając nowy, wyższy koszt produkcji firma zdecyduje się produkować na społecznie optymalnym poziomie⁷.

Aukcjonowanie uprawnień do emisji CO₂

Naturalnym sposobem sprzedaży uprawnień wydaje się być aukcjonowanie, bowiem *aukcja jest kwintesencją gospodarki rynkowej, a mianowicie, wartość każdego towaru jest określana przez cenę, którą ktoś jest gotów za ten towar zapłacić*⁸.

Aukcjonowanie uprawnień do emisji CO₂ to aukcja wieloprzedmiotowa (*multiple unit auction*): oferowanych jest wiele identycznych certyfikatów, zwycięzcami aukcji może zostać wielu uczestników. Sprzedaż certyfikatów na rynku pierwotnym, ze względu na dużą liczbę kupujących, odbywa się w formie aukcji jednostronnej (*one-sided auction*), w której występuje tylko jeden sprzedający (państwo), oferty kupna mogą być natomiast zgłaszane przez wielu uczestników. Aukcja ma charakter przetargu zamkniętego (*sealed-bid action*), w którym zgłoszenia jednych uczestników nie są ujawniane pozostałym. Państwo oferuje do sprzedaży określony wolumen uprawnień, wytyczając stałą linię podaży. Uczestnicy aukcji składają oferty kupna określając jaką liczbę certyfikatów są skłonni nabyć po jakiej cenie⁹. Oferty wraz ze zgłaszanym wolumenem uprawnień szeregowane od najwyższej do najniższej cenowo tworzą rynkową krzywą popytu przedstawioną na rys.1.

Rysunek 1: Procedura ustalenia ceny zamknięcia na rynku pierwotnym



Źródło: Lizak Sebastian, *Aukcje uprawnień do emisji w EU ETS w okresie 2013-2020 zgodnie z dyrektywą 2009/29/WE*, KASHUE-KOBiZE, Warszawa, luty 2010.

⁷ J.H. Dales, *Pollution, Property and Prices: An Essay in Policy-Making and Economics*, Edward Elgar Publishing, 2002.

⁸ T. Tatoń, *Wybrane metody aukcji i przetargów kombinatorycznych*, Gliwice 2008.

⁹ P. Cramton, S. Kerr, *Tradeable Carbon Permit Auctions*, "Energy Policy" 2002, nr 30, s.333-34.

Ceną zamknięcia aukcji staje się cena na poziomie wyczerpania podaży uprawnień. Zgodnie z zasadą aukcji jednej ceny (*uniform-price auction*) wszystkie oferty kupna znajdujące się powyżej ceny rozliczeniowej są akceptowane, znajdujące się poniżej – odrzucane, a zwycięzca aukcji płaci jedną cenę, niezależnie od ceny zgłaszanej w ofercie. Cena rozliczenia jest równa najniższej wygrywającej ofercie (*first-price auction*). Oferty z ceną równą cenie rozliczenia, dotyczące jednak liczby uprawnień przekraczającą wolumen aukcji, mogą podlegać proporcjonalnej redukcji (*pro-rata reduction*)¹⁰.

Transakcje na rynku wtórnym mają formę aukcji dwustronnej (*two-sided action*), która charakteryzuje się występowaniem ofert zarówno ze strony kupujących, jak i sprzedających. Na podstawie składanych ofert ustalane są dwie funkcje: popytu i podaży. Punkt ich przecięcia wyznacza jednostkową cenę certyfikatu oraz ilość przeznaczoną do alokacji. Transakcje na rynku uprawnień do emisji CO₂ odpowiadają dynamicznej wersji aukcji dwustronnej. Oferty kupna i sprzedaży wpływają sekwencyjnie, a cena ustalana jest na bieżąco pomiędzy poszczególnymi kontrahentami¹¹. Sprzedaż na rynku uprawnień do emisji CO₂ przyjmuje formę aukcji jednokrotnej: zwycięskie oferty wyłaniane są w jednej rundzie¹².

Aukcjonowanie uprawnień do emisji CO₂ zgodnie z teorią ekonomii jest najlepszą metodą osiągnięcia limitów redukcyjnych dyktowanych zmianami klimatycznymi. Aukcja odpowiada bowiem dwóm podstawowym celom polityki państwa. Po pierwsze, zapewnia efektywne działanie rynku poprzez możliwie najlepsze wykorzystanie uprawnień przez podmioty rynkowe. Po drugie, maksymalizuje dochody, które mogą być wykorzystane do kompensacji kosztów wprowadzenia limitu emisji CO₂. System sprzedaży aukcyjnej realizuje zasadę „Zanieczyszczający płaci” oraz przyczyni się do poprawy wydajności, przejrzystości oraz uproszczenia systemu handlu emisjami. Motywuje przedsiębiorstwa do inwestycji, zapewnia elastyczną dystrybucję kosztów, likwiduje problem nieoczekiwanych zysków oraz politycznych nacisków grup interesu. Pełna transferowalność połączona z możliwością przechowywania (*banking*) niewykorzystanych certyfikatów zapewnia płynność na rynku uprawnień, zachowanie płynności natomiast obniża koszty transakcyjne. W konsekwencji zgodnie z teorem Coase’a transakcje dotyczące efektów zewnętrznych będą prowadzić do wyników efektywnych w sensie Pareta. Efektywność funkcjonowania rynku zapewni natomiast maksymalizację zysku¹³.

Europejski System Handlu Emisjami

Europejski System Handlu Emisjami (*EU Emissions Trading Scheme*) to pierwszy i największy światowy rynek uprawnień do emisji CO₂, praktyczna implementacja teorii internalizacji kosztów zewnętrznych. Został ustanowiony w roku 2003 na mocy dyrektywy Parlamentu Europejskiego¹⁴ w celu wypełnienia zobowiązań z Protokołu Kioto¹⁵. Do dziś stanowi podstawę wspólnotowej polityki klimatycznej oraz główne narzędzie efektywnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przemyśle. Ma służyć realizacji strategii wzrostu Euro-

¹⁰ Tzw. kumulacja malejąca.

¹¹ E. Drabik, *Wykorzystanie metod aukcyjnych do handlu energią w Polsce*, „Przegląd statystyczny” 2010, zeszyt 4.

¹² Tzw. iteracja aukcyjna.

¹³ L. Ausubel, P. Cramton, *The Optimality of Being Efficient*, 1998.

¹⁴ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 2003 roku.

¹⁵ 170 państw-sygnatariuszy Protokołu zobowiązało się do obniżenia w latach 2008 – 2012 swojej łącznej emisji gazów cieplarnianych o co najmniej pięć procent w porównaniu z rokiem 1990.

pa 2020 zakładającej trzy 20-procentowe cele: zredukowanie całkowitych emisji dwutlenku węgla, zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz zwiększenia efektywności energetycznej przemysłu¹⁶. System obejmuje niemal połowę emisji dwutlenku węgla na starym kontynencie. Jego uczestnikami jest ponad 11 000 elektrowni oraz zakładów przemysłowych w 31 krajach¹⁷.

Działanie systemu opisuje formuła ograniczenie-handel (*cap-and-trade*). Najpierw na podstawie krajowych planów rozdzielania (*National Allocation Plans*) państw członkowskich ustala się maksymalny całkowity poziom emisji CO₂ (*cap*) dla wszystkich podmiotów rynkowych, który tworzy niedobór konieczny do zaistnienia handlu. W ramach tego limitu wydawane są następnie zbywalne pozwolenia na emisję, którymi obraca się na specjalnie utworzonej platformie transakcyjnej. Przedsiębiorstwa, które utrzymują emisje poniżej określonego pułapu, mogą sprzedać nadwyżki uprawnień po cenie określonej przez popyt i podaż w danym okresie. *Europejski system handlu emisjami opiera się na świadomości, że wyznaczenie ceny za emisje związków węgla jest najbardziej opłacalnym sposobem na znaczne zredukowanie globalnych emisji gazów cieplarnianych*¹⁸. Rynkowa wycena, przypisująca danej wielkości emisji CO₂ konkretną wartość pieniężną ma sprawić, że negatywne zmiany klimatyczne będą postrzegane jako koszt, a zatem uwzględniane w rachunku ekonomicznym podmiotów gospodarczych.

Europejski System Handlu Emisjami powinien umożliwić Unii Europejskiej osiągnięcie celu redukcyjnego przy kosztach wynoszących poniżej 0,1% PKB¹⁹. Co najmniej połowa dodatkowych dochodów ze sprzedaży aukcji ma być natomiast wykorzystana do wspierania rozwoju gospodarki niskoemisyjnej: na inwestycje w OZE, CCS, zalesianie i sekwestrację CO₂ w lasach czy racjonalizację zużycia energii.

Europejski System Handlu emisjami jest wdrażany w trzech etapach, nazywanych „okresami rozliczeniowymi”. W początkowej fazie większość uprawnień przydzielono nieodpłatnie – co najmniej 95% podczas pierwszego oraz co najmniej 90% w czasie drugiego okresu rozliczeniowego.

Etap pierwszy (od 1 stycznia 2005 do 31 grudnia 2007 roku) stanowił trzyletnią fazę pilotażową, był okresem „uczenie się w praktyce”. Szczególnie gorzką lekcją okazał się wrzesień 2007 roku, kiedy to ceny certyfikatów spadły do zera, ponieważ ustalone limity uprawnień przekraczały rzeczywiste zapotrzebowanie przemysłu²⁰. Zainicjowano wolny handel zezwoleniami oraz stworzono infrastrukturę konieczną do monitorowania emisji przedsiębiorstw objętych systemem. Zebrano również wiarygodne dane do prognozowania poziomu emisji dwutlenku węgla w II fazie systemu.

Etap drugi (od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2012 roku) zbiegł się w czasie z „pierwszym okresem zobowiązań” w ramach protokołu z Kioto, w czasie którego państwa członkowskie miały wywiązać się z celów redukcyjnych. W porównaniu do I fazy Europejskiego Systemu Handlu Emisjami,

¹⁶ *Europe 2020 – Europe's growth strategy* [dostęp: 01.05.2013 r.], <http://ec.europa.eu/europe2020>.

¹⁷ *The EU Emission Trading Scheme z 4 stycznia 2013* [dostęp: 15.04.2013], <http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/>.

¹⁸ *Działania UE przeciw zmianom klimatu. Europejski System System Handlu Emisjami (ETS)*, Urząd Oficjalnych Publikacji Wspólnot Europejskich, Luksemburg 2009.

¹⁹ *Ibidem*.

²⁰ Buchner, B, Ellerman, D; *Over-Allocation or Abatement? A Preliminary Analysis of the EU ETS Based on the 2005-06 Emissions Data*. “Environmental and Resource Economics” 2008, nr 41, s. 267–287.

podwyższono karę za nieprzebrzeżenie limitu emisji dwutlenku węgla oraz zmniejszono wolumen certyfikatów. Niemniej jednak, kryzys gospodarczy roku 2008 ponownie doprowadził do powstania nadwyżki podaży na rynku uprawnień oraz spadku cen.

W styczniu 2013 roku rozpoczęła się III faza Europejskiego Systemu Handlu Emisjami, która potrwa do roku 2020. Zgodnie z założeniami Komisji Europejskiej nowy rozdział w historii rynku uprawnień do emisji CO₂ miała wyróżniać „harmonia” interpretowana w trzech wymiarach. Po pierwsze, wprowadzono jednolity limit emisji dwutlenku węgla, wspólny dla wszystkich państw członkowskich – zastąpił system zróżnicowanych krajowych limitów poszczególnych gospodarek Wspólnoty. Po drugie, darmowy przydział uprawnień do emisji CO₂ ustąpił miejsca aukcjonowaniu: niemal 40% certyfikatów ma trafić na rynek w roku 2013, ten udział będzie się sukcesywnie zwiększał w kolejnych latach. Po trzecie, przydział pozostałej, nieaukcyjowanej części uprawnień do emisji CO₂ będzie się odbywał zgodnie z ujednoliconymi kryteriami opracowanymi przez Komisję Europejską. Ponadto planowana jest liniowa redukcja limitu uprawnień do roku 2020 o 1,74 % rocznie, dzięki czemu do roku 2020 ilość certyfikatów będzie o 21 % niższa w porównaniu z pułapem roku 2005.

Aukcje uprawnień do emisji dwutlenku węgla w III fazie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami odbywają się na rynku pierwotnym oraz wtórnym. Na rynku pierwotnym dokonuje się jedynie transakcje kasowych *spot*²¹, na rynku wtórnym realizowane są również kontrakty terminowe (*futures*)²². Do ustalenia rynkowej ceny certyfikatów zastosowano format aukcji statycznej z jedną rundą licytacji (*sealed-bid auctions*)²³.

Aukcje na rynku pierwotnym odbywają się w każdy poniedziałek, wtorek i czwartek na wspólnej, międzynarodowej platformie w Lipsku (European Energy Exchange). Ponadto organizowane są piątkowe aukcje dla Niemiec oraz aukcje co drugą środę dla Wielkiej Brytanii na giełdzie ICE Futures Europe. W każdej wspólnotowej sesji sprzedawanych jest blisko 3,5 mln uprawnień, podczas gdy wolumen aukcji dla Niemiec i Wielkiej Brytanii wynosi ponad 4 mln uprawnień. Istnienie scentralizowanej, ogólnoeuropejskiej platformy gwarantuje niskie koszty administrowania systemem (wykorzystanie ekonomii skali), przejrzystość (jeden kalendarz aukcji, jasne i te same zasady dla wszystkich uczestników) oraz prostotę (jeden rejestr uczestników, brak problemów z ustaleniem kalendarza aukcji).

W aukcjach uczestniczą dwie grupy podmiotów: z jednej strony operatorzy instalacji (*compliance participants*), duże oraz małe i średnie przedsiębiorstwa z branż energetycznych i przemysłowych, z drugiej zaś pośrednicy finansowi działający w imieniu emitentów. Większość popytu generowana jest przez branżę energetyczną²⁴. Przedsiębiorcy korzystają głównie z kontaktów *spot*, umowy *futures* są natomiast domeną instytucji finansowych.

Prawidłowe funkcjonowanie aukcji zapewnia mechanizm ceny minimalnej oraz maksymalnej wielkości zgłaszanej oferty. Cena minimalna to najniższa cena po której państwo członkowskie

²¹ Umowy kupna – sprzedaży realizowane natychmiastowo.

²² Kontakty zawierane pomiędzy graczem a giełdą, w których sprzedający zobowiązuje się sprzedać określony instrument bazowy za ściśle określoną cenę w ściśle określonym terminie.

²³ S. Lizak, *Aukcje uprawnień do emisji w EU ETS w okresie 2013-2020 zgodnie z dyrektywą 2009/29/WE*, KASHUE-KOBIZE, luty 2010 [dostęp: 15 kwietnia 2013], http://www.kobize.pl/materialy/opracowania/luty2010/KASHUE_Aukcje_w_EUETS_opracowanie_15.02.2010.pdf.

²⁴ 25 największych przedsiębiorstw działających w Europejskim Systemie Handlu emisjami odpowiada za więcej niż 50% całkowitych emisji, 18 z nich branża elektroenergetyczna.

jest skłonne sprzedać uprawnienia do emisji CO₂. Stanowi gwarancję, że certyfikaty nie zostaną sprzedane poniżej aktualnej wartości wyznaczonej przez rynek wtórny, zapobiega zatem zmom cenowym prowadzącym do deprecjacji na rynku. Maksymalna wielkość oferty to maksymalna wielkość lub wartość oferty, którą może złożyć pojedynczy uczestnik przetargu; stanowi zabezpieczenie przed monopolizacją rynku, która mogłaby doprowadzić do dyktowania cen przez najsilniejszych graczy w systemie handlu emisjami.

Zgodnie z dyrektywą Komisji Europejskiej²⁵ zorganizowane w opisany sposób aukcje powinny być z zasady otwarte, przejrzyste, zharmonizowane, nie dyskryminujące, efektywne kosztowo. Uczestnicy powinni mieć swobodny, sprawiedliwy i równy dostęp do informacji na temat przebiegu aukcji.

Teoretyczna analiza funkcjonowania Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

W celu teoretycznej analizy funkcjonowania Europejskiego Systemu Handlu Emisjami opracowano uproszczony model systemu składający się z rynku produktów oraz rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla²⁶.

Rynek produktów przed wprowadzeniem limitu emisji

Rozważono konkurencyjny rynek produktów na którym działa dwunastu przedsiębiorców: sześciu producentów „wysokoemisyjnych” oraz sześciu producentów „niskoemisyjnych”. Każdy zakład wysokoemisyjny emituje dwie jednostki CO₂ na jednostkę produktu, zakład niskoemisyjny natomiast jedną jednostkę. Maksymalny dzienny poziom produkcji dla każdego producenta wynosi cztery jednostki.

Założono, że krańcowy koszt produkcji wykazuje zmienność w czasie i podlega wahaniom w zależności od czynników pozarynkowych. Dla producentów o niskiej emisyjności waha się w przedziale [8,12], natomiast dla producentów o wysokiej emisyjności wynosi od 4 do 8 jednostek pieniężnych.

Ustalenie ceny równowagi na rynku produktów wymaga określenia przez producentów minimalnej ceny po jakiej skłonni są sprzedać każdą jednostkę produkcji. Oferty sprzedaży uszeregowane w porządku rosnącym względem ceny tworzą liniowe krzywe podaży. W sytuacji wyjściowej, gdy nie obowiązują limity emisji dwutlenku węgla, indywidualne krzywe podaży mają następujące postaci:

$$S_L(p, a) = \begin{cases} 0, & p < 8 \\ p - 8, & 8 \leq p < 12 \\ 4, & 12 \leq p \end{cases} \quad (2.1)$$

$$S_H(p, a) = \begin{cases} 0, & p < 4 \\ p - 4, & 4 \leq p < 8 \\ 4, & 8 \leq p \end{cases} \quad (2.2)$$

²⁵ Dyrektywa Komisji Europejskiej nr 1031/2010 z dnia 12 listopada 2010 r.

²⁶ Model opracowany na podstawie: J. Goeree, *An experimental study of auctions versus grandfathering to assign pollution permits*, „Resources for the Future”, wrzesień 2009, s.2-6.

Rynkowa krzywa podaży produktów może być zatem opisana wzorem:

$$AS(p) = \begin{cases} 0, & 0 < p < 4 \\ 6p - 24, & 4 \leq p \leq 12 \\ 48, & 12 \leq p \end{cases} \quad (2.3)$$

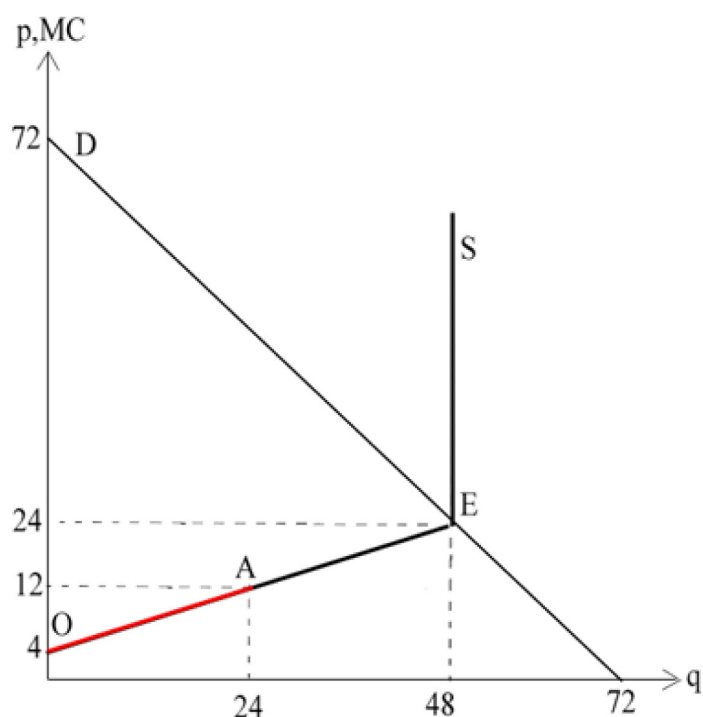
Przy założeniu, że przedsiębiorstwa są cenobiorcami, w celu maksymalizacji zysku będą produkować na poziomie 4 jednostek, całkowita podaż produktu wyniesie zatem 48 jednostek. Produkcji będzie towarzyszyła emisja dwutlenku węgla na poziomie 72 jednostek: producenci niskoemisyjni wyemitują 24, a producenci wysokoemisyjni – 48 jednostek CO₂.

W przeciwieństwie do producentów, którzy przy podejmowaniu decyzji o poziomie produkcji uwzględniają jedynie krańcowy koszt produkcji, konsumenci biorą pod uwagę również społeczny koszt emisji dwutlenku węgla. Dlatego też rynkowa krzywa popytu będzie określona wzorem:

$$D(p) = 72 - p$$

W wyjściowym punkcie równowagi E, przedstawionym na rys.2, w którym krzywa popytu przecina krzywą podaży, ustalana jest cena na poziomie 24 jednostek pieniężnych.

Rysunek 2: Równowaga na rynku produktów bez limitu emisji CO₂



Źródło: opracowanie własne.

Rynek produktów po wprowadzeniu limitu emisji

Następnie przeanalizowano kształtowanie się ceny równowagi po ustanowieniu rynku uprawnień do emisji CO₂. Zastosowano 25% cel redukcyjny, ustalając dzienny wolumen certyfikatów na poziomie 54 jednostek – powinien on motywować przedsiębiorców do redukcji emisji dwutlenku węgla. Oczekiwano, że zmniejszenie podaży uprawnień wpłynie na ograniczenie produkcji zakładów wysokoemisyjnych.

Założono, że pierwotna alokacja uprawnień do emisji dwutlenku węgla odbywa się w formie aukcji: istnieje zatem pierwotny rynek certyfikatów, na którym przedsiębiorstwa mogą kupować zbywalne certyfikaty po cenie a . Wolumen aukcji wynosi 54 uprawnienia do emisji CO₂.

Wyznaczenie cen równowagi na rynku produktów oraz uprawnień do emisji CO₂ wymaga w takiej sytuacji rozwiązania następującego układu równań:

$$\begin{cases} D(p) = 6S_L(p, a) + 6S_H(p, a) \\ 54 = 6S_L(p, a) + 2 \cdot 6S_H(p, a) \end{cases}, \quad (2.4)$$

gdzie $D(p) = 72 - p$ to rynkowa funkcja popytu na produkty, $S_L(p, a)$ oraz $S_H(p, a)$ to indywidualne funkcje podaży producentów, odpowiednio nisko- oraz wysokoemisyjnych, natomiast p i a oznaczają odpowiednio rynkową cenę produktu oraz cenę zamknięcia na rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Pierwsze z równań zapewnia równowagę popytu i podaży na rynku produktów, drugie natomiast zakłada, że producenci nie przekraczają ustalonego limitu emisji CO₂.

Krzywe podaży indywidualnych producentów zostały wyznaczone na podstawie rachunku marginalnego. Załóżmy, że krańcowe koszty produkcji wszystkich producentów są jednakowe i wynoszą c . W przypadku przedsiębiorstwa niskoemisyjnego zysk na jednostkę produkcji wynosi $p - a - c$, ponieważ konieczny jest zakup jednego certyfikatu na każdą jednostką produkcji. Produkcja będzie opłacalna jedynie w przypadku, gdy jednostkowy zysk będzie dodatni, a zatem gdy $p - a > c$. W przypadku przedsiębiorstwa wysokoemisyjnego natomiast jednostkowy zysk wynosi $p - 2a - c$, ponieważ produkcja każdej jednostki wymaga zakupu dwóch certyfikatów. Produkcja będzie zatem opłacalna, gdy $p - 2a > c$. Zakładając jednorodny rozkład prawdopodobieństwa, wystąpienie kosztów krańcowych o wartościach z przedziałów $[8, 12]$ oraz $[4, 8]$ odpowiednio dla nisko- oraz wysokoemisyjnych producentów, ich indywidualne funkcje podaży przyjmą następujące postaci:

$$S_L(p, a) = \begin{cases} 0, & p - a < 8 \\ p - a - 8, & 8 \leq p - a < 12 \\ 4, & 12 \leq p - a \end{cases} \quad (2.5)$$

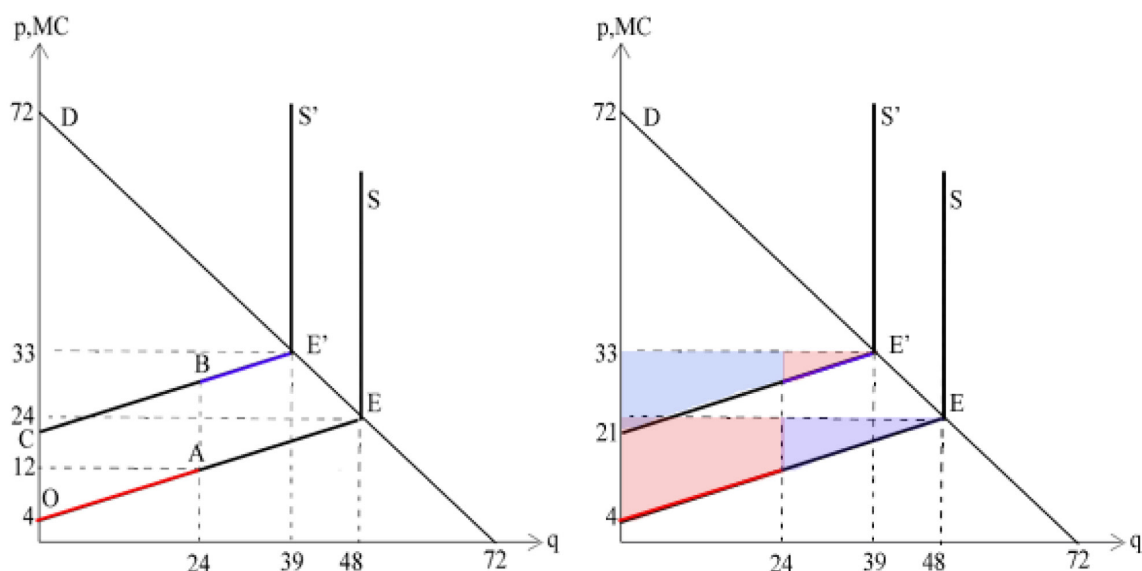
$$S_H(p, a) = \begin{cases} 0, & p - 2a < 4 \\ p - 2a - 4, & 4 \leq p - 2a < 8 \\ 4, & 8 \leq p - 2a \end{cases} \quad (2.6)$$

Rozwiązanie równania (2.4) wskazuje, że równowaga rynkowa jest osiągnięta w punkcie, w którym cena produktu wynosi 33, cena uprawnień do emisji CO₂ natomiast 13,25 jednostek pieniężnych. Całkowita produkcja to 39 jednostek produktu. W punkcie równowagi producent niskoemisyjny produkuje 4 jednostki produktu oraz 4 jednostki dwutlenku węgla, producent wysokoemisyjny natomiast 2,5 jednostki produktu oraz 5 jednostek CO₂.

Porównanie sytuacji przed i po wprowadzeniu limitu emisji

Jak pokazano na rys. 3, wprowadzenie limitu emisji dwutlenku węgla spowodowało przesunięcie krzywej podaży do nowego punktu równowagi E', w którym rynkowa cena jest wyższa, ilość natomiast niższa niż sytuacji wyjściowej. Nastąpiło ograniczenie produkcji przedsiębiorstw wysokoemisyjnych, co obrazuje przejście z odcinka OA do odcinka BE' na nowej krzywej podaży. W sytuacji wyjściowej, ze względu na niższy krańcowy koszt produkcji wahający się w przedziale [4,8], producentom wysokoemisyjnym opłacało się wyprodukować i sprzedać 24 jednostki produktu. Konieczność zakupu uprawnień do emisji CO₂ sprawiła jednak, że zmieniły się jednostkowe koszty produkcji. Koszt producenta wysokoemisyjnego zwiększył się o równowartość ceny dwóch certyfikatów osiągając poziom od 30,5 do 34,5 jednostek pieniężnych, koszt producenta niskoemisyjnego wzrósł natomiast do poziomu z przedziału [21,25; 25,25]. Dlatego też w przedziale cenowym [21,25; 30,5], któremu odpowiada odcinek CB, produkcja była opłacalna jedynie dla producentów niskoemisyjnych. Ich poziom produkcji nie uległ zmianie, producenci wysokoemisyjni ograniczyli jednak produkcję z 24 do 15 jednostek produktu.

Rysunek 3: Równowaga na rynku produktów po wprowadzeniu limitu emisji CO₂



Źródło: opracowanie własne.

Wzrost ceny produktu zmienił rozkład zysków. W sytuacji wyjściowej, kiedy to oba przedsiębiorstwa maksymalizowały wielkość produkcji, wyższy zysk osiągnęli producenci wysokoemisyjni. Zysk producentów niskoemisyjnych był o jedną piątą niższy i wynosił 384 jednostki pieniężne. Wprowadzenie limitu emisji dwutlenku węgla spowodowało, co prawda, obniżenie zysku w obu grupach przedsiębiorstw, spadek dochodów był jednak czterokrotnie wyższy w przypadku producentów wysokoemisyjnych. Wielkość ich zysku obniżyła się niemal 13-krotnie

z poziomu 480 do 37,5 jednostek pieniężnych. Sytuację przedstawiono na Rys. 10, gdzie nadwyżkę producenta oznaczono kolorem czerwonym. Ponadto wprowadzenie limitów na emisję CO₂ spowodowało zmniejszenie się nadwyżki konsumentów o jedną trzecią (z poziomu 1152 do 760,5 jednostek). Z drugiej strony, dzięki aukcjonowaniu praw do emisji dwutlenku węgla, dochody budżetu państwa zwiększyły się o 715,5 jednostek pieniężnych.

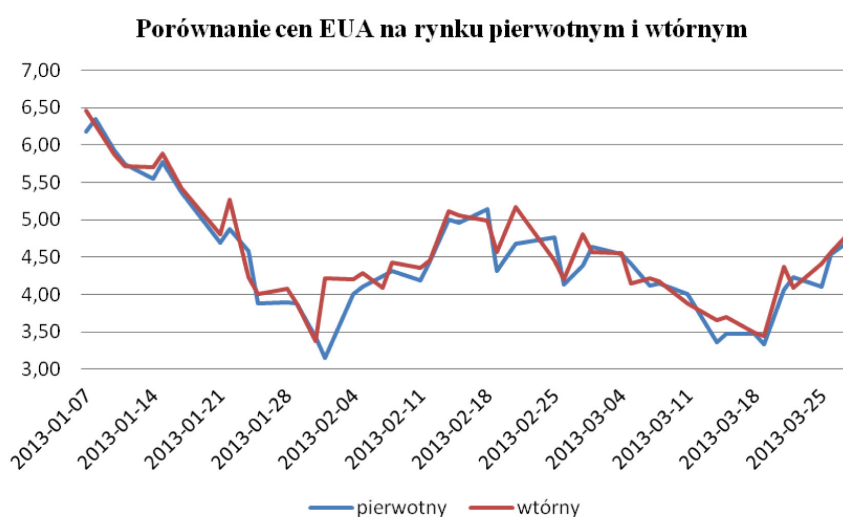
Empiryczna analiza funkcjonowania Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

W celu weryfikacji wniosków o funkcjonowaniu Europejskiego Systemu Handlu Emisjami posłużyła empiryczna analiza kształtowania się cen na rynku uprawnień do emisji CO₂ w I kwartale roku 2013, a zatem na początku III okresu rozliczeniowego.

Porównanie cen na rynku pierwotnym i wtórnym

Jak pokazano na rys. 4, wahania cen uprawnień do emisji CO₂ na rynku wtórnym niemal pokrywały się z wahaniami cen na rynku pierwotnym, rynek wtórny znacznie silniej reagował jednak na czynniki płynące z otoczenia makroekonomicznego. Ponadto poziom cen na rynku wtórnym nie odbiegał znacząco od poziomu cen wyznaczonego na rynku pierwotnym. Różnica wartości rynkowych obu platform wynosiła średnio 3%, przy czym ceny na rynku pierwotnym były zazwyczaj niższe od cen na rynku wtórnym²⁷. Niewielka różnica może świadczyć o niskich kosztach transakcyjnych w Europejskim Systemie Handlu Emisjami, które czynią certyfikaty łatwo zbywalnymi.

Rysunek 4: Porównanie dziennych cen zamknięcia na rynku pierwotnym i wtórnym



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z raportów i komentarzy DM CONSUS (Katarzyna Wojciechowska); dzienna cena zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ liczona jest jako średnia arytmetyczna cen zamknięcia na giełdach EEX, ECX oraz NordPool.

²⁷ W 26 z 43 dni transakcyjnych, w których transakcje dokonywano na obu rynkach, ceny na rynku pierwotnym były niższe.

Wahania poziomu cen w I kwartale roku 2013

Rysunek 5: Przybliżona funkcja dziennych cen zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ na rynku wtórnym (*spot*) w styczniu 2013 roku [EUR]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z raportów i komentarzy DM CONSUS, cena zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ liczona jest jako średnia arytmetyczna cen zamknięcia na giełdach EEX i ECX.

Zakres zmienności w I kwartale roku 2013 osiągnął niemal 48% cenowego maksimum. Jak łatwo zauważyć na rys. 5, najwyższa cena rynkowa została wyznaczona w pierwszym dniu transakcyjnym roku 2013. Wyniosła ona 6,42 EUR.

Po dominującym w styczniu trendzie spadkowym, który zakończył się w punkcie minimum o wartości 3,37 EUR, cena certyfikatów w początku lutego najpierw wzrastała, potem względnie ustabilizowała się na nowym niższym poziomie oscylującym wokół ceny 4,00 EUR. Przełom lutego i marca ponownie charakteryzował się trendem spadkowym, sprawiając, że cena zbliżyła się do kwartalnego minimum w II tygodniu marca, osiągając poziom 3,44 EUR. Pozytywna korekta pod koniec miesiąca sprawiła, że poziom cen zamykający I kwartał 2013 roku zbliżył się do średniej ceny wyliczonej dla pierwszych trzech miesięcy trzeciego okresu rozliczeniowego Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (4,65 EUR). Nieznaczny trend wzrostowy utrzymał się na rynku do połowy kwietnia.

Pierwszego dnia handlowego roku 2013²⁸ cena uprawnień do emisji CO₂ wyniosła 6,53 EUR i była o 1,4% wyższa od ceny ostatniego dnia handlowego roku 2012²⁹. Początkowy wzrost okazał się być jedynie niewielką korektą wzrostową w dominującym od 20 grudnia 2012 trendzie spadkowym. Na rynku *spot* uprawnień do emisji CO₂ w styczniu 2013 roku ceny systematycznie spadały od maksimum (6,53 EUR) w pierwszym do minimum (3,33 EUR) w ostatnim dniu handlowym, kiedy to straciły niemal połowę swojej wartości. Poza czterema sesjami, których cena zamknięcia była wyższa od dnia poprzedzającego, wartość jednostek systematycznie malała

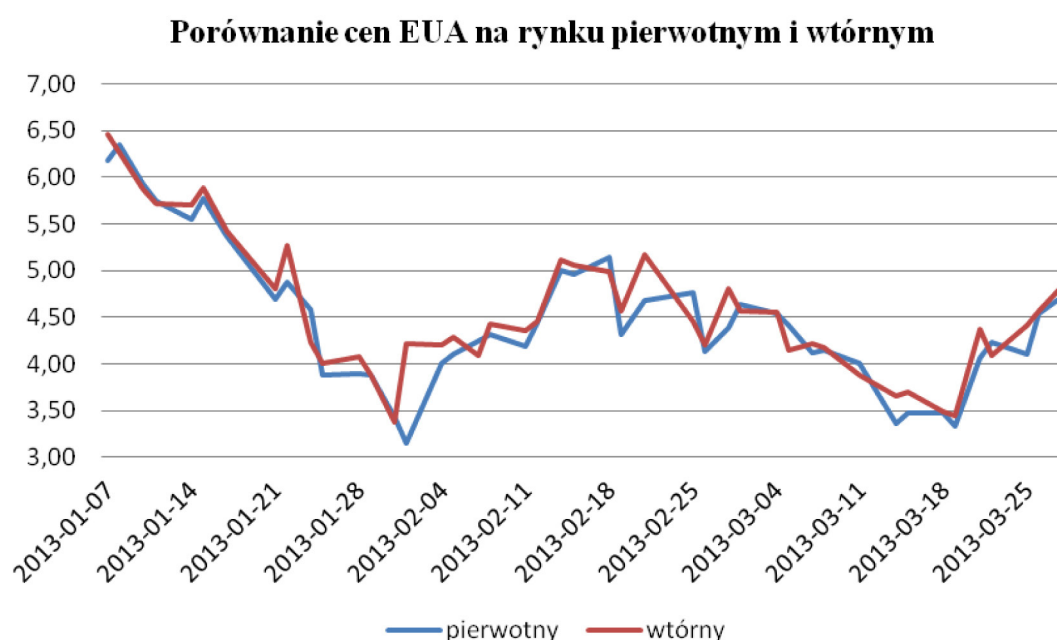
²⁸ We wtorek, 2 stycznia 2013 r.

²⁹ W poniedziałek, 31 grudnia 2012 r.

tracąc na wartości średnio 4,71% dziennie³⁰. Skala zmienności była ponad 2,5 razy wyższa w porównaniu z grudniem ubiegłego roku³¹.

Dzienne ceny zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ na rynku wtórnym w lutym 2013 roku poruszały się w przedziale od 4,08 do 5,26 EUR, co zilustrowano na rys. 6. Poziom minimum cenowego został wyznaczony w pierwszym dniu handlowym lutego, natomiast poziom maksimum w 21 dniu miesiąca. Zakres zmienności cen uprawnień w drugim miesiącu roku 2013, który osiągnął niemal 30% w punkcie najwyższej ceny, był niemal dwa razy niższy od skali zmienności stycznia. Wolumen handlowanych jednostek na rynkach spotowych wyniósł 67,05 mln i był o 12% wyższy niż w styczniu 2013 roku³².

Rysunek 6: Przybliżona funkcja dziennych cen zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ na rynku wtórnym (spot) w styczniu 2013 roku [EUR]



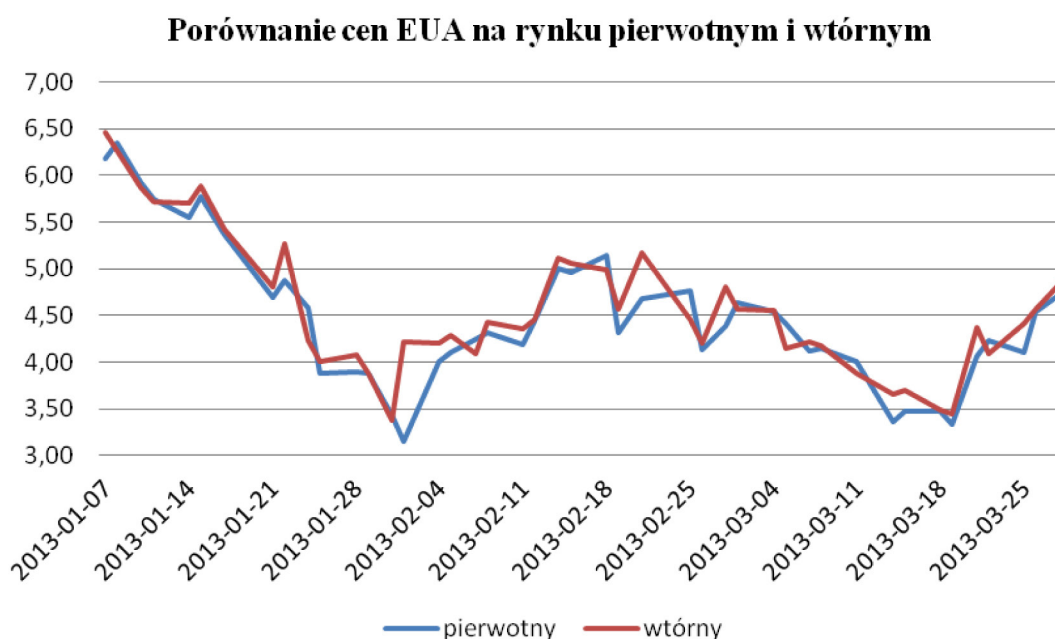
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z raportów i komentarzy DM CONSUS cena zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ liczona jest jako średnia arytmetyczna cen zamknięcia na giełdach EEX i ECX.

³⁰ W. Hofman, J. Preś, *Historyczne spadki na rynku carbon w styczniu 2013 i brak perspektywy na szybkie odbicie*, komentarz DM CONSUS z 5 lutego 2013 r. [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], www.consus.eu/pliki/komentarz_dmconsus_dot_ryнку_carbon_01-2013.pdf.

³¹ „Raport z rynku CO₂” 2013, nr 10/styczeń, KOBiZE [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_styczen2013.pdf.

³² W. Hofman, J. Preś, *Luty miesiącem wyczekiwań i rozczarowań na rynku handlu uprawnieniami do emisji CO₂*, komentarz DM CONSUS z 7 marca 2013 r. [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], www.consus.eu/pliki/komentarz_dmconsus_dot_ryнку_carbon_01-2013.pdf.

Rysunek 7: Przybliżona funkcja dziennych cen zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ na rynku wtórnym (*spot*) w marcu 2013 roku [EUR]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z raportów i komentarzy DM CONSUS, cena zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ liczona jest jako średnia arytmetyczna cen zamknięcia na giełdach EEX i ECX.

Dzienne ceny zamknięcia uprawnień do emisji CO₂ na rynku spot w marcu 2013 roku poruszały się w przedziale od 3,43 do 4,96 EUR: początkowo spadały, by ustabilizować się na niskim poziomie w połowie miesiąca, następnie systematycznie wzrastały. Sytuację zobrazowano na rys. 7. Poziom minimum został wyznaczony 19 marca, natomiast poziom maksimum w przedostatnim dniu handlowym miesiąca (27 marca). W porównaniu do lutego zakres zmienności cen uprawnień w marcu był o 17 punktów procentowych wyższy i stanowił niemal 45% cenowego minimum miesiąca³³.

Porównanie prognoz z wartościami rynkowymi

Rynkowe wartości uprawnień do emisji CO₂ na początku III fazy Europejskiego Systemu Handlu Emisjami były niższe od oczekiwanej, co ilustruje porównanie danych z tabeli 2. Wartości uprawnień w I kwartale roku 2013 skłoniły analityków do skorygowania prognozy średniej ceny certyfikatów w III okresie rozliczeniowym o niemal 54% obniżając oczekiwaną wartość z poziomu 15 EUR do ceny odpowiadającej notowaniom na początku okresu rozliczeniowego.

³³ „Raport z rynku CO₂” 2013, nr 13/ marzec, KOBiZE [dostęp: 15 kwietnia 2013], http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_rynk_u_CO2_marzec2013.pdf.

Tabela 1: Porównanie prognoz cen uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013-2020 w latach 2012 oraz 2013

Okres prognozy	Średnie ceny w okresie [EUR]	
	Prognoza na dzień 23.04.2012	Prognoza na dzień 27.03.2013
I półrocze 2013		4,56
II półrocze 2013		4,14
2013	11,00	4,35
2014	12,00	5,26
2015	13,00	6,83
2013-2020	15,00	6,91

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DM CONSUS [dostęp 17 kwietnia 2013], http://www.consus.eu/pliki/prognoza-co2-18-04-2012-pl-delta_v3.pdf oraz http://www.consus.eu/pliki/dm_consus_prognoza-co2-27032013.pdf.

Zastosowanie mechanizmów zabezpieczających

O niskim poziomie cen świadczy trzykrotne zastosowanie w omawianym okresie zabezpieczenia w postaci ceny minimalnej. 18 stycznia, 22 lutego oraz 14 marca odwołano aukcję na platformie EEX z powodu niewielkiego zainteresowania kupujących. Brak ofert spełniających wymagania cenowe świadczył o niższej od rynkowej wycenie wartości uprawnień przez inwestorów³⁴. niesprzedany wolumen sukcesywnie zwiększał ofertę kolejnych aukcji, dodatkowo obniżając cenę na skutek zwiększenia podaży.

Determinanty cen uprawnień do emisji CO₂

Czynnikami determinującymi kształtowanie się cen na rynku uprawnień do emisji CO₂ były czynniki ekonomiczne oraz działania spekulacyjne związane z decyzjami politycznymi państw członkowskich oraz Komisji Europejskiej.

Po pierwsze, zaobserwowano istotną korelację między cenami uprawnień do emisji CO₂ oraz cenami energii elektrycznej i paliw kopalnych. Spadek cen energii elektrycznej przełożył się na spadek cen na rynku uprawnień do emisji CO₂ w pierwszym i trzecim tygodniu stycznia³⁵ oraz w pierwszym tygodniu marca. Odpowiednio, wzrost cen energii elektrycznej wywołał wzrost cen certyfikatów w czwartym tygodniu lutego oraz czwartym tygodniu marca. Spadek cen węgla importowanego z Europy spowodował wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w pierwszym tygodniu lutego. Podwyżka cen gazu na rynku brytyjskim oraz wzrost cen ropy wywołany nadpodażą surowca na chińskim rynku, spowodowały wzrost cen w drugim tygodniu lutego³⁶.

³⁴ W. Hofman, J. Preś, *Luty miesiącem [...]*.

³⁵ CIRE, P. Jankowski, *Dane i komentarz 14.01–18.01.2013*, DM CONSUS za CIRE z 21 stycznia 2013 [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], www.cire.pl/handelemisjamiCO2.

³⁶ „Raport z rynku CO₂” 2013, nr 11/luty, KOBiZE [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_luty2013.pdf.

Po drugie, na cenę certyfikatów oddziaływała koniunktura państw członkowskich. Deprecjację w trzecim tygodniu stycznia wywołała informacja o niższym niż oczekiwano wzroście PKB w 2012 roku³⁷. Podobnie, w trzecim tygodniu marca niższe notowania kursu ceny uprawnień wywołał pomysł ratowania cypryjskiej gospodarki (konfiskata części kapitału firm i osób fizycznych ulokowanego na kontach bankowych).

Po trzecie, na rynku obserwowano działania spekulacyjne związane z dyskusją na temat propozycji odłożenia aukcjonowania części certyfikatów (*backloading*)³⁸. Negatywne wyniki głosowania Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE) w dniu 24 stycznia oraz Komisji ds. Środowiska Parlamentu Europejskiego w dniu 19 lutego doprowadziły do spadków cen certyfikatów. Pomyślny wynik głosowania dnia 14 marca nad Komunikatem Komisji *Plan działań w zakresie energii do roku 2050*, zawierającym poparcie dla *backloadingu*, zaowocował wzrostem ceny uprawnień do emisji CO₂. Przed głosowaniami część inwestorów skupowała uprawnienia przewidując wzrost ich wartości, co prowadziło do krótkookresowych zwyżek cenowych.

Podobnie oddziaływały na ceny głosy poparcia państw członkowskich, m.in. wsparcie propozycji Komisji Europejskiej przez kanclerz Angelę Merkel pod koniec lutego oraz parlament Węgier w ostatnim tygodniu marca³⁹. Polityczne przyczyny najistotniejszych wahań cen na rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla zebrano w tabeli 3.

Tabela 2: Wydarzenia związane z pomysłem *backloadingu*, które miały istotny wpływ na kształtowanie się ceny na rynku uprawnień do emisji CO₂

Data	Zmiana	Wydarzenie
22/23 stycznia	+10 %	Wypowiedź Angeli Merkel o poparciu Niemiec
23/24 stycznia	-14 %	Oczekiwanie negatywnego wyniku głosowania Komisji ITRE Parlamentu Europejskiego
30/31 stycznia	-9 %	Odrzucenie propozycji <i>backloadingu</i> na głosowaniu Komisji ITRE Parlamentu Europejskiego
13/14 lutego	+14 %	Oczekiwanie pozytywnego wyniku głosowania Komisji ENVI Parlamentu Europejskiego
18/19 lutego	-9 %	Niewielka przewaga zwolenników <i>backloadingu</i> na głosowaniu komisji ENVI, brak wdrożenia decyzji Komisji
22/25 lutego	-12 %	Odwołanie konsultacji Parlamentu Europejskiego z państwami członkowskimi w sprawie <i>backloadingu</i>
20/21 marca	+13 %	Poparcie rządu Węgier

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów prasowych, zmiana oznacza procentową zmianę ceny między kolejnymi dniami transakcyjnymi, obliczenia na podstawie danych z rynku wtórnego.

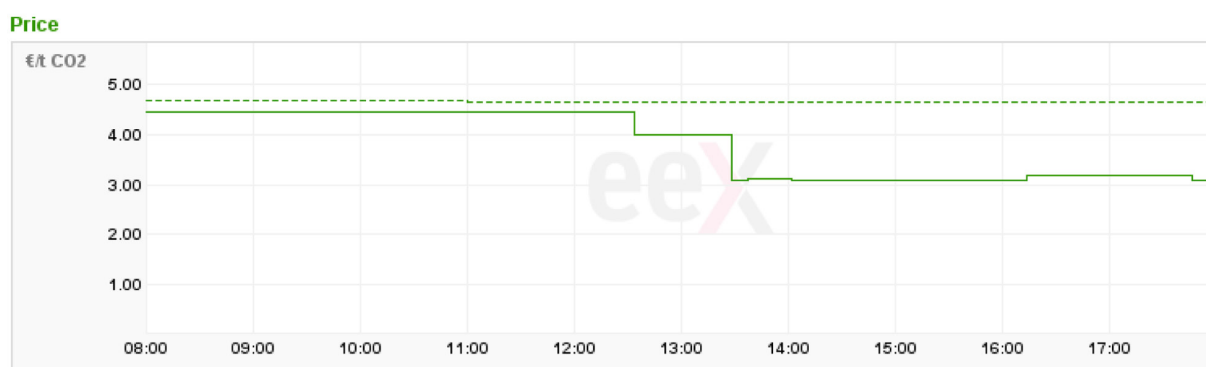
³⁷ „Raport z rynku CO₂” 2013, nr 10/ styczeń, KOBiZE [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_styczeń2013.pdf.

³⁸ Komisja Europejska zaproponowała, by odłożyć aukcjonowanie 900 mln uprawnień do emisji CO₂ z okresu 2013-2015 na lata 2019-2020. Skutkiem takiego posunięcia miało być przywrócenie równowagi na europejskim rynku certyfikatów oraz stabilizacja cen na wyższym poziomie.

³⁹ „Raport z rynku CO₂”, 2013, nr 13/ marzec, KOBiZE [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_marzec2013.pdf.

Istotność czynnika politycznego w kształtowaniu cen na rynku uprawnień do emisji CO₂ potwierdziło ostateczne odrzucenie propozycji backloadingu w wyniku głosowania Parlamentu Europejskiego w dniu 17 kwietnia 2013 roku. Reakcja rynku uprawnień do emisji CO₂ była natychmiastowa: w przeciągu dwóch godzin od ogłoszenia wyników zanotowano ponad 40% spadek cen, co ilustruje rys. 18. Podczas gdy we wtorek wartość certyfikatów wyceniano na 4,73 EUR, w czwartek cena zamknięcia na rynku pierwotnym spadła do poziomu 2,75 EUR⁴⁰.

Rysunek 8: Spadek cen uprawnień do emisji CO₂ w dniu 17 kwietnia 2013



Źródło: dane z giełdy EEX.

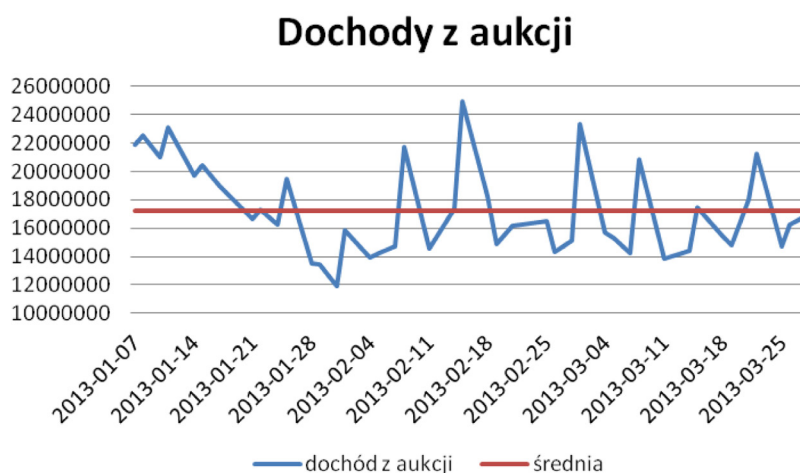
Wahania poziomu dochodów z aukcji w I kwartale 2013 roku

Zmiany cen na rynku uprawnień do emisji CO₂ skutkowały wahaniami dochodów z aukcji trafiającymi do budżetów państw członkowskich od 11 910 675 EUR do 24 924 000 EUR, co przedstawiono na rys. 9. Średni dochód ze sprzedaży certyfikatów na rynku pierwotnym giełdy EEX w I kwartale 2013 roku wyniósł 17 200 761 EUR. Nierównomierny rozkład dochodów z aukcjonowania uprawnień do emisji CO₂ mógł utrudniać planowanie państwowych inwestycji oraz transferów.

Warto zauważyć, że ekstrema dochodowe nie pokrywają się z ekstremami cenowymi. Choć najwyższą cenę na rynku pierwotnym (6.35 EUR) odnotowano 8 stycznia, dochody osiągnęły maksymalną wartość w dniu 15 lutego przy cenie 4,96 EUR. Podobnie, mimo iż najniższa cena wystąpiła w dniu 2 lutego (3.15 EUR), minimalną wartość dochodu odnotowano w dniu 31 stycznia przy cenie 3.43 EUR. Przyczyną dodatkowych dochodów w dniach 2 i 15 lutego było aukcjonowanie wolumenu zwiększonego o certyfikaty nie sprzedane na odwołanych wcześniej aukcjach.

⁴⁰ Dane z giełdy EEX.

Rysunek 9: Dochody z aukcjonowania uprawnień do emisji CO₂ na rynku pierwotnym



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z giełdy EEX.

Podsumowanie

Przeprowadzona analiza kształtowania się cen w I kwartale roku 2013 prowadzi do istotnych wniosków na temat funkcjonowania rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Po pierwsze, europejski rynek uprawnień do emisji CO₂ w pierwszym kwartale 2013 roku cechował się dużą niestabilnością, która była wynikiem następujących po sobie okresów spadków i wzrostów. Głównymi determinantami cen obok czynników rynkowych były czynniki systemowe. Wahania notowań były uzasadnione zarówno zmiennością cen na powiązanych rynkach: ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla czy energii elektrycznej, jak i zmiennością politycznych nastrojów państw członkowskich. Przebieg zmienności cen w I kwartale roku 2013 istotnie odzwierciedlał przebieg wspólnotowych dyskusji nad propozycją ograniczenia wolumenu uprawnień do emisji CO₂: głosy poparcia dla backloadingu skutkowały wzrostami, głosy krytyki spadkami cen certyfikatów. Ponadto postanowienia Komisji Europejskiej były źródłem spekulacji uczestników rynku i wzbudzały niepewność inwestorów.

Po drugie, obserwowane ceny były istotnie niższe od prognozowanych. Niski poziom cen certyfikatów świadczył o stałej nadpodaży jednostek. Wolumen uprawnień oferowany przez Komisję Europejską znacznie przekraczał zapotrzebowanie podmiotów gospodarczych. W konsekwencji niska cena ustalona przez mechanizm rynkowy nie mogła skutecznie motywować uczestników ani do ograniczania emisji gazów cieplarnianych, ani do długoterminowych inwestycji w technologii niskoemisyjne. Należy zatem przypuszczać, że działanie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami w I kwartale 2013 roku nie realizowało w pełni celów polityki klimatycznej Wspólnoty, która zakładała utrzymanie stabilnego, wysokiego poziomu cen.

Wnioski

Przeprowadzona analiza wskazuje, że istnieją silne teoretyczne podstawy pozwalające uznać aukcjonowanie za optymalną metodę internalizacji kosztów emisji CO₂. Zastosowanie metod aukcyjnych powinno zapewnić efektywne działanie rynku uprawnień do emisji CO₂ oraz maksymalizację dochodów państwa. Osiągnięcie rynkowej równowagi gwarantowałoby wycenę rzeczywistej wartości certyfikatów oraz redukcję emisji dwutlenku węgla po najniższym możliwym koszcie. Optymalna alokacja certyfikatów zapewniłaby realizację zasady „Zanieczyszczający płaci”, dokonując transferu kosztów społecznych emisji CO₂ na przedsiębiorstwa wysokoemisyjne oraz zapewniając ekonomiczne bodźce do inwestycji w technologie niskoemisyjne. Powyższe argumenty pozwalają postawić tezę, że wybór aukcjonowania jako podstawy funkcjonowania Europejskiego Systemu Handlu Emisjami był uzasadniony.

Analiza opracowanego modelu ekonomicznego sugeruje, że zastosowanie ilościowego kryterium redukcji emisji CO₂ powinno zapewnić stabilną rynkową cenę certyfikatów, determinan-tem byłby wolumen aukcji. Ograniczenie podaży certyfikatów skutkowałoby wzrostem cen oraz ograniczeniem emisji przedsiębiorstw o najwyższym krańcowym koszcie redukcji, a zatem najsilniej zanieczyszczających atmosferę. Powyższe przesłanki pozwalają twierdzić, że z perspektywy polityki klimatycznej zalecane byłoby utrzymywanie rynku uprawnień do emisji CO₂ w stanie nierównowagi. Realizacja celów redukcyjnych możliwa jest bowiem jedynie w sytuacji niedoboru podaży, powodującego wzrost cen certyfikatów.

Niemniej jednak, empiryczna analiza funkcjonowania Europejskiego Systemu Handlu Emisjami przeprowadzona w oparciu o obserwacje wskazań europejskich giełd uprawnień do emisji CO₂ wskazuje na utrzymującą się nadwyżkę podaży, skutkującą niskim poziomem cen. Można przypuszczać, że będzie to skutkowało zmianą alokacji uprawnień na korzyść przedsiębiorstw wysokoemisyjnych oraz wyższą od prognozowanej emisją dwutlenku węgla do atmosfery. Ponadto zaobserwowano silne wahania poziomu cen certyfikatów zależne od kształtowania się cen na powiązanych rynkach towarowych oraz działań spekulacyjnych uczestników rynku. Należy wnioskować, że niestabilność rynku połączona z niskim kosztem redukcji nie będzie skutecznie motywować do inwestycji w technologie niskoemisyjne.

Przeprowadzone rozumowanie prowadzi do wniosku, że Europejski System Handlu Emisjami nie jest efektywnym mechanizmem internalizacji kosztów emisji CO₂.

Bibliografia

Książki

- Acocella N., *Zasady polityki gospodarczej*, PWN, 2002,
- Feess E., *Mikroökonomie: Eine spieltheoretisch- und anwendungsorientierte Einführung*, Metropolis-Verlag, 2004, rozdział 19.3.5.,
- Pigou A., *The Economics of Welfare: Volume I*, Cosimo Classics, 2005,
- Starrett D. *Fundamental nonconvexities in the theory of externalities*, 1972,
- Stern N., *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, Cambridge University Press, 2007,
- Varian H., *Mikroekonomia. Kurs średni – ujęcie nowoczesne*, Wydawnictwo PWN, Warszawa 2002,

Artykuły i studia

- Buchanan James, Stubblebine Craig, *Externality*, “Economica” 1962, nr 29 (116)/listopad,
- Buchner, B, Ellerman, D; *Over-Allocation or Abatement? A Preliminary Analysis of the EU ETS Based on the 2005-06 Emissions Data*. “Environmental and Resource Economics” 2008, nr 41.
- Cramton P, Kerr S., *The distributional effects of carbon regulation: Why auctioned carbon permits are attractive and feasible*, “Energy Policy” 2002, nr 30,
- Cramton P, Kerr S. *Tradeable Carbon Permit Auctions*, “Energy Policy” 2002, nr 30.
- Dales J.H., *Pollution, Property and Prices: An Essay in Policy-Making and Economics*, Edward Elgar Publishing, 2002
- Drabik E., *Wykorzystanie metod aukcyjnych do handlu energią w Polsce*, „Przegląd statystyczny” 2010, zeszyt 4,
- Hepburn, C. *Regulating by prices, quantities or both: an update and an overview*, “Oxford Review of Economic Policy” 2006, nr 22,
- Hlavac M., *The Distribution of European Union Allowances (EUAs): Windfall Profits, Free Allocation and Auctions*, 2010,
- Lizak S., *Aukcje uprawnień do emisji w EU ETS w okresie 2013-2020 zgodnie z dyrektywą 2009/29/WE*, Warszawa, KASHUE-KOBiZE, luty 2010.
- Stigler G., *The Process and Progress of Economics, Nobel Memorial Lecture*, 8 grudnia 1982.
- Tatoń T., *Wybrane metody aukcji i przetargów kombinatorycznych*, Gliwice 2008,

Akty normatywne

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego nr 2003/87/WE z 13 października 2003 r.,
- Dyrektywa Komisji Europejskiej nr 1031/2010 z dnia 12 listopada 2010 r.

Źródła internetowe

- Centrum Informacji o Rynku Energii [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], <http://www.cire.pl/handelemisjamiCO2>,
- European Commission, <http://ec.europa.eu/europe2020> [dostęp: 01.05.2013 r.], <http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/> [dostęp: 15.04.2013 r.],
- Hofman W., Preś J., *Historyczne spadki na rynku carbon w styczniu 2013 i brak perspektywy na szybkie odbicie*, komentarz DM CONSUS z 5 lutego 2013 [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], www.consus.eu/pliki/komentarz_dmconsus_dot_ryнку_carbon_01-2013.pdf,
- Hofman W., Preś J., *Luty miesiącem wyczekiwań i rozczarowań na rynku handlu uprawnieniami do emisji CO₂*, komentarz DM CONSUS z 7 marca 2013 r [dostęp: 15 kwietnia 2013], www.consus.eu/pliki/komentarz_dmconsus_dot_ryнку_carbon_01-2013.pdf,
- KOBiZE, „Raport z rynku CO₂” 2013, nr 10/ styczeń [dostęp: 15 kwietnia 2013], http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_styczen2013.pdf,
- KOBiZE, „Raport z rynku CO₂” 2013, nr 11/ luty [dostęp: 15 kwietnia 2013] http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_luty2013.pdf
- KOBiZE, „Raport z rynku CO₂” 2013, nr 12/marzec [dostęp: 15 kwietnia 2013 r.], http://www.kobize.pl/materialy/raportco2/2013/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_marzec2013.pdf,
- Urząd Oficjalnych Publikacji Wspólnot Europejskich, *Działania UE przeciw zmianom klimatu. Europejski System System Handlu Emisjami (ETS)*, Urząd Oficjalnych Publikacji Wspólnot Europejskich, Luksemburg 2009.

Hubert Pytliński*

Duński rynek energii w odniesieniu do europejskiej polityki energetycznej

Wprowadzenie

Implementacja założeń polityki energetycznej Unii Europejskiej budzi ostatnio sporo kontrowersji, zwłaszcza w nowych państwach członkowskich Wspólnoty, które stoją przed olbrzymim wyzwaniem jakim jest modernizacja ich sektorów energetycznych. Z drugiej strony są w Unii Europejskiej kraje, które dążą do wprowadzania możliwie jak najbardziej rygorystycznych norm klimatycznych i już teraz praktycznie spełniają wymagania stawiane im przez UE. Jednym z takich krajów jest Dania, jeden ze światowych liderów w wykorzystywaniu alternatywnych źródeł energii, chociaż jeszcze na początku lat 70 XX wieku tak jak zdecydowana większość państw europejskich zależna była od ropy naftowej i węgla. Tak silne przeistoczenie nie byłoby możliwe bez mądrze prowadzonej polityki energetycznej państwa.

Celem niniejszego artykułu jest analiza polityki energetycznej Danii poczynając od lat 70 XX wieku oraz zmian, jakim ulegała duńska energetyka pod jej wpływem. Jednocześnie zostało to także skonfrontowane z założeniami europejskiej polityki energetycznej w celu określenia, w jakim stopniu Dania spełnia wymagania stawiane przez Wspólnotę Europejską.

W pierwszej kolejności zaprezentowane zostały historia, czynniki kształtujące i założenia duńskiej polityki energetycznej, które zostaną porównane z europejską polityką energetyczną. W dalszych rozdziałach przeanalizowane zostały zmiany jakie zaszły w duńskiej energetyce oraz ich przyczyny. Chodzi tu o liczne aspekty rynku energii – zarówno te związane z producentami, jak i odbiorcami energii.

Podstawowe informacje o Danii

Królestwo Danii jest państwem położonym w północnej Europie, w północnej części półwyspu Jutlandzkiego oraz na 1417 wyspach. Łącznie jego powierzchnia obejmuje 43 094 km², a liczba mieszkańców wynosi 5 602 628¹. Dania należy do grupy najbardziej rozwiniętych państw świata. Produkt Krajowy Brutto per capita wynosi 325 650 DKK (43677,81 EUR)². Dania należy także do licznych organizacji międzynarodowych takich jak Organizacja Narodów Zjednoczonych, Unia Europejska i Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju. Terytoria auto-

* Student I roku studiów magisterskich Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie na kierunku Finanse i Rachunkowość; e-mail: hubert.pytliniski@gmail.com.

¹ Statistics Denmark, *Population at the first day of the quarter 201, Q1*.

² Statistics Denmark, *Gross domestic product per capita current prices*.

nomiczne należące do Danii przynależą do NATO, jednakże nie są one członkami Unii Europejskiej, dlatego nie zostały one uwzględnione w dalszych rozważaniach.

Polityka energetyczna Danii i Unii Europejskiej

Dzisiejsza polityka energetyczna Danii ma swoje początki w latach 70 XX wieku, a dokładniej w utworzonym w 1976 r. pierwszym planie energetycznym. Najważniejszą przyczyną jego powstania był kryzys naftowy z 1973 r. W tamtym czasie 100% dostaw ropy pochodziło z importu, co stanowiło 90% całości duńskiego importu energii i spowodowało, że drastyczny wzrost cen ropy naftowej odcisnął swoje piętno na duńskiej gospodarce. W związku z tym Dania postanowiła uniezależnić się od dostaw tego surowca z zewnątrz. Podstawowymi założeniami tej polityki było zwiększenie oszczędności energii oraz dywersyfikacja dostaw energii poprzez rozpoczęcie własnego wydobycia ropy i gazu włączając w to wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii³. Aby założenia te mogły być osiągnięte, przeprowadzono liczne przedsięwzięcia, które przyniosły zakładany skutek, jakim było osiągnięcie pełnej niezależności od państw trzecich w obszarze wytwarzania energii, oraz w konsekwencji tego – stania się eksporterem energii. Ponieważ już od ponad 10 lat Dania jest niezależna energetycznie od innych krajów, potrzebna stała się pewna reorganizacja krajowej polityki energetycznej. W dalszym ciągu najważniejszymi celami są zwiększanie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz zmniejszanie emisji szkodliwych gazów do atmosfery. W marcu 2012 r. w duńskim parlamencie przyjęto porozumienie określające cele, które mają być osiągnięte do roku 2020. Są to m.in.:

- ponad 35% energii dostarczanej do ostatecznych odbiorów ma stanowić energia ze źródeł odnawialnych;
- około 50% zużywanej energii elektrycznej ma pochodzić z turbin wiatrowych;
- obniżenie zużycia energii o 7,6% względem roku 2010;
- obniżenie o 34% emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z 1990 r.

Łącznie w dokumencie tym uwzględnione zostały 62 czynności, które mają służyć osiągnięciu zawartych w nim celów. Czynności te obejmują następujące obszary: efektywność energetyczna, produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, ciepłownictwo, kogeneracja, wykorzystywanie energii odnawialnych w gospodarstwach domowych i przemyśle, wytwarzanie biogazu, wykorzystywanie prądu i energii odnawialnej w transporcie, badania i rozwój oraz finansowanie założeń tego projektu⁴.

Unia Europejska stworzyła w 2010 r. podobny dokument, który nosi nazwę Energia 2020 i opisuje cele europejskiej polityki energetycznej. Nowa strategia energetyczna opiera się na 5 priorytetach:

1. Osiągnięciu efektywności energetycznej w Europie,
2. Utworzeniu zintegrowanego, prawdziwie ogólnoeuropejskiego rynku energii,
3. Nadaniu szerszych uprawnień konsumentom i uzyskaniu najwyższego poziomu bezpieczeństwa i pewności,

³ R. Currie, B. Elrick, M. Ioannidi, C. Nicolson, Danish Energy Policy, University of Strathclyde, Glasgow 2002 [dostęp: 17.04.2013 r.], http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/denmark.htm.

⁴ Ministry of Climate, Energy and Building, *Accelerating Green Energy Towards 2020. The Danish Energy Agreement of March 2012*.

4. Wzmocnieniu przywództwa Europy w zakresie technologii energetycznych oraz innowacji
5. Wzmocnieniu zewnętrznego wymiaru rynku energii UE

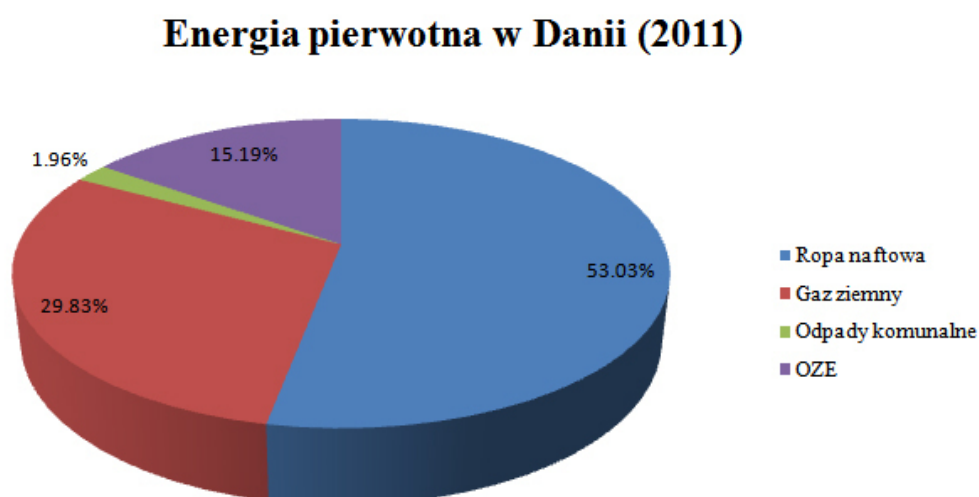
W porozumieniu tym określono również 3 cele, które powinny być osiągnięte do 2020 r. (tzw. Plan 3 razy 20 lub trójpak energetyczny). Są to: obniżenie emisji gazów cieplarnianych o 20% (z możliwością zwiększenia do 30% w odpowiednich warunkach), zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% oraz uzyskanie 20% poprawy w zakresie efektywności energetycznej⁵. Już na pierwszy rzut oka widać, że cele duńskiej i europejskiej polityki energetycznej są zbieżne.

Surowce energetyczne i energia pierwotna

Dania jest jedynym krajem Unii Europejskiej będącym w pełni niezależnym energetycznie. Wskaźnik samowystarczalności energetycznej liczony jako relacja produkcji energii pierwotnej do konsumpcji w 2011 r. wyniósł 110%, co oznacza, że Dania wytwarzała o 10% energii pierwotnej więcej aniżeli zostało skonsumowane. Rok wcześniej wskaźnik ten wynosił 121%, a w 2004 r. osiągnięty został rekord – 156%. Ale sytuacja, w której Dania jest energetycznie samowystarczalna została osiągnięta dopiero w roku 1997. Wcześniej była ona w różnym stopniu zależna od dostaw surowców z innych państw. W roku 1990 wskaźnik samowystarczalności energetycznej wynosił 56%, a w 1980 jedynie 5%.⁶

Najważniejszymi surowcami energetycznymi wydobywanymi w Danii są ropa naftowa oraz gaz ziemny, których złoża znajdują się na Morzu Północnym, na zachód od półwyspu Jutlandzkiego.

Rysunek 1. Udział poszczególnych surowców w produkcji energii pierwotnej w Danii w 2011 r.



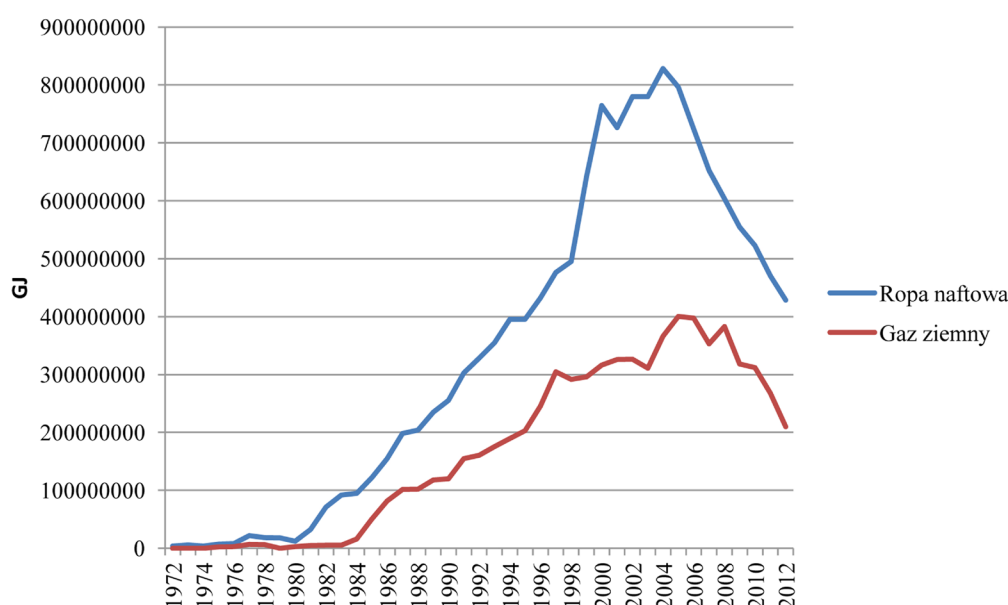
Źródło: Danish Energy Agency.

⁵ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Energia 2020. *Strategia na rzecz konkurencyjnego, zrównoważonego i bezpiecznego sektora Energetycznego*, Bruksela, 10.11.2010 r.

⁶ Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga 2002.

W sumie Dania posiada 21 pól na których dokonuje się wydobycia ropy i gazu. Wydobycie ropy naftowej rozpoczęło się w roku 1972. Do początku lat 80 XX w. nie miało ono większego wpływu na duński sektor energetyczny. W roku 1980 produkcja wynosiła zaledwie 280 tys. ton. Potem nastąpił szybki rozwój wydobycia, które w 2004 roku osiągnęło rekordowy poziom 19 262 116 ton, czyli prawie 70 razy więcej niż w 1980 r. Od tamtej pory wydobycie stopniowo spada i w roku 2012 wyniosło ono 9 968 444 tony⁷. Prognozy wskazują, że wydobycie to będzie w dalszym ciągu malało. Według szacunków Duńskiej Agencji Energii w roku 2014 i 2015 produkcja ropy naftowej wyniesie ok. 8 mln ton, po czym ponownie zacznie rosnąć do poziomu ok. 10 mln ton w roku 2016. Dzięki dużemu wydobyciu ropy naftowej Dania jest w pełni samowystarczalna z punktu widzenia zapotrzebowania na ten surowiec⁸. W rekordowym roku 2004 stosunek wydobycia ropy naftowej do jej konsumpcji wynosił 237%, a w roku 2011 – 168%. Wydobycie ropy naftowej w Danii przewyższa jej zużycie od 1993 roku. Mierząc wydobycie ropy naftowej jednostkami energetycznymi, w 2012 r. wyniosło ono 428 658 400 GJ.

Rysunek 2. Produkcja ropy naftowej i gazu ziemnego w Danii w latach 1972-2012 w jednostkach energetycznych (Dane: Danish Energy Agency)



Źródło: Danish Energy Agency.

Obok wydobycia ropy naftowej, strategiczne znaczenie posiada także wydobycie gazu ziemnego. Rozpoczęto je w 1975 r., ale dopiero w 1984 r. zaczęło ono przybierać na znaczeniu, tak, że w 2005 r. osiągnęło ono swoje maksimum w wysokości 11,5 Mld Nm³. Od tamtej pory notuje się spadek wydobycia. W roku 2012 było to już zaledwie 5,6 Mld Nm³.⁹ Zgodnie z prognozami

⁷ Danish Energy Agency, *Yearly production, injection, flare, fuel and export in SI units* [dostęp: 25.04.2013 r.], http://www.ens.dk/da-DK/UndergrundOgForsyning/Olie_og_gas/Data/Produktionsoversigter/Documents/Yearly%20Production%202012.xls.

⁸ Danish Energy Agency, *Oil and Gas Production in Denmark 2011*, Kopenhaga 2012.

⁹ Danish Energy Agency, *Yearly production, injection, flare, fuel and export in SI units* [dostęp: 25.04.2013 r.], http://www.ens.dk/da-DK/UndergrundOgForsyning/Olie_og_gas/Data/Produktionsoversigter/Documents/Yearly%20Production%202012.xls.

wydobycie gazu w Danii będzie maleć w kolejnych latach w tempie ok. 12% rocznie¹⁰. Podobnie jak w przypadku ropy naftowej, wydobycie gazu ziemnego w Danii w dalszym ciągu znacznie przewyższa zapotrzebowanie tego niewielkiego kraju na ten surowiec. W 2008 r. wskaźnik samowystarczalności dla wydobycia gazu wynosił 221%. Wydobycie gazu w roku 2012 mierzone jednostkami energetycznymi wyniosło 210 131 970 GJ.

Ostatnim surowcem energetycznym pozyskiwanym w Danii jest drewno opałowe. Do 2000 r. produkcja tego surowca utrzymywała się na stabilnym poziomie 300 000 – 500 000 ton, po czym nastąpił szybki, 5-krotny wzrost produkcji, przez co w 2007 roku wynosiła ona 2 500 000 ton, a w 2011 – 2 046 857 ton¹¹.

Chociaż znaczna część energii w Danii pochodzi z węgla, od długiego czasu nie prowadzi się jego wydobycia w tym kraju.

Dania, choć bez wątplenia jest krajem zasobnym w surowce energetyczne, prowadzi obecnie politykę stopniowego ograniczania wydobycia, co jest wynikiem wyczerpywania się złóż ropy i gazu. Obecnie szacuje się, że z duńskich złóż uda się jeszcze wydobyć ok. 180 mln m³ ropy naftowej i 79 mld Nm³ gazu ziemnego, co przy utrzymaniu obecnego poziomu wydobycia wystarczy na około 15 lat. Oprócz tego, zamknięcie części odwiertów zmniejsza ryzyko wystąpienia katastrofy ekologicznej w wyniku awarii którejś z platform wiertniczych lub podczas transportu surowca, zwłaszcza, że nie zagraża to bezpieczeństwu energetycznemu kraju, ponieważ jego zapotrzebowanie na ropę i gaz jest istotnie mniejsze niż aktualne wydobycie. Taka polityka wydobywcza z jednej strony ogranicza wpływy, jakie można by było osiągnąć dzięki sprzedaży surowców za granicą, z drugiej jednak oszczędza zasoby naturalne, które będą mogły być wykorzystane w przyszłości, co wydłuży okres eksploatacji złóż i jednocześnie zapewni bezpieczeństwo energetyczne w dłuższym okresie.

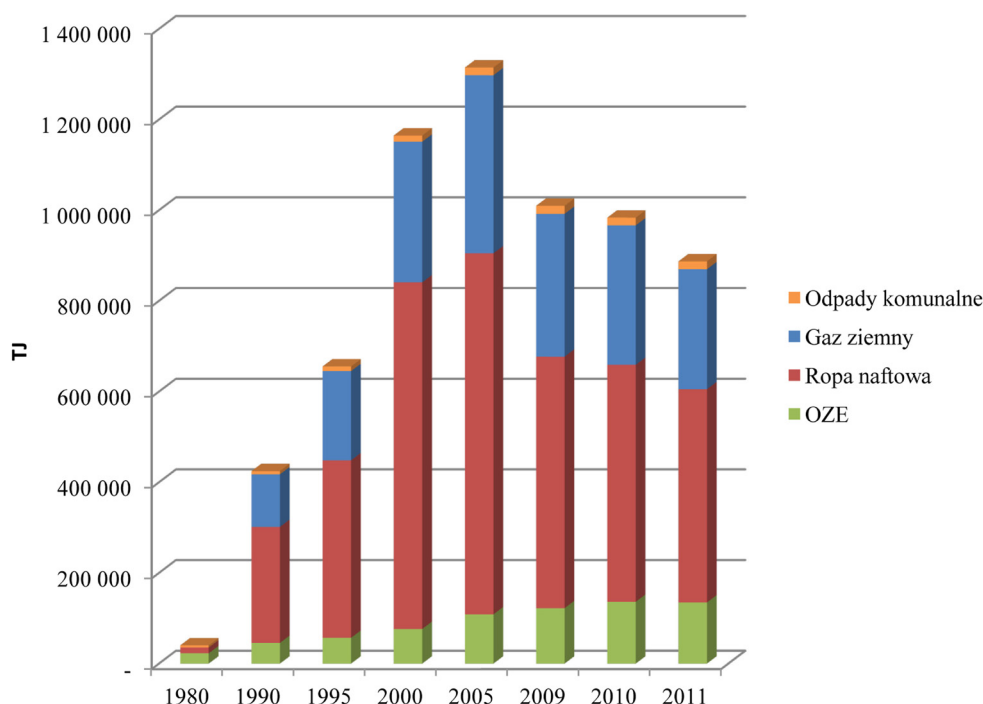
Odnawialne źródła energii

Jedną z najbardziej charakterystycznych cech duńskiego rynku energii jest wysoki udział odnawialnych źródeł energii w źródłach energii pierwotnej. Zalicza się do nich energię solarną (fotowoltaika), energię wiatrową, wodną, wnętrza ziemi (źródła geotermiczne), biomasę (włączając w to również odpady komunalne), biodiesel, bioetanol, biogaz i pompy ciepła. Jak można zaobserwować na grafice, przed 30 laty odnawialne źródła energii, jako źródło energii pierwotnej miały w Danii wiodącą pozycję. Pomimo, że od tamtego momentu pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych rozwijało się w szybkim tempie, to straciło ono swoją wiodącą pozycję. Przyczyną tego było rozpoczęcie wydobycia na masową skalę ropy i gazu w latach 80 XX w., co doprowadziło do sytuacji, w której całkowita wartość pozyskiwanej w Danii energii pierwotnej uległa ogromnemu zwiększeniu.

¹⁰ Danish Energy Agency, *Oil and Gas Production in Denmark 2011*, Kopenhaga 2012.

¹¹ Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga 2012.

Rysunek 3. Udział poszczególnych źródeł energii w produkcji energii pierwotnej w Danii w latach 1980-2011



Źródło: Danish Energy Agency

Struktura otrzymywania energii ze źródeł odnawialnych uległa znacznym przeobrażeniom w trakcie ostatnich 30 lat. Przede wszystkim wynika to z szybkiego rozwoju energii pozyskiwanej z wiatru, co przelożyło się na spadek względnego udziału biomasy (drewno i słoma) w energii z OZE¹². Dania zajmuje pierwsze miejsce na świecie pod względem pozyskiwania energii wiatrowej na obywatela. Sektor ten zyskał mocno na znaczeniu na początku lat 90. Pierwsze farmy wiatrowe w Danii zostały założone pod koniec lat 70 w związku z kryzysem energetycznym, ale ich możliwości produkcyjne były bardzo ograniczone. Energia wiatrowa była najkorzystniejszym rozwiązaniem dla rządu duńskiego, który chciał uniezależnić Danię od dostaw energii z zagranicy. Duńczycy postawili sobie również za cel obniżenie emisji CO₂ do atmosfery, która w znacznej części pochodziła ze spalania paliw konwencjonalnych takich jak węgiel kamienny i brunatny. W roku 1988 wprowadzono w Danii ustawę zakładającą zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 22% do 2005 roku. Z kolei w 1985 r. w życie weszła ustawa zabraniająca budowy elektrowni atomowych¹³. Obecnie energetyka wiatrowa stanowi bardzo ważną gałąź duńskiej gospodarki narodowej, nie tylko z powodu dużych ilości energii pozyskiwanej z wiatru, ale także w wyniku rozwoju technologii wykorzystywanych w elektrowniach wiatrowych. Dania jest jednym z największych producentów turbin wiatrowych na świecie – ok. 40% wszystkich turbin na świecie zostało wyprodukowanych przez duńskie przedsiębiorstwa lub filie zagranicznych koncernów w Danii, np. Vestas lub Siemens Wind Power (Siemens przejął 2 duńskie przedsiębiorstwa: Danregn Vindkraft i Bonus Energy). Tak dużą popularność elektrownie wiatrowe zawdzięczają w dużej mierze subwencjom rządowym wspierającym budowę nowych elektrowni. W szczególności dotyczy to „spółdzielni wiatrowych” (ang. *wind turbine cooperative*), które zaczęły powstawać na masową skalę w latach 90 oraz pierwszej dekadzie

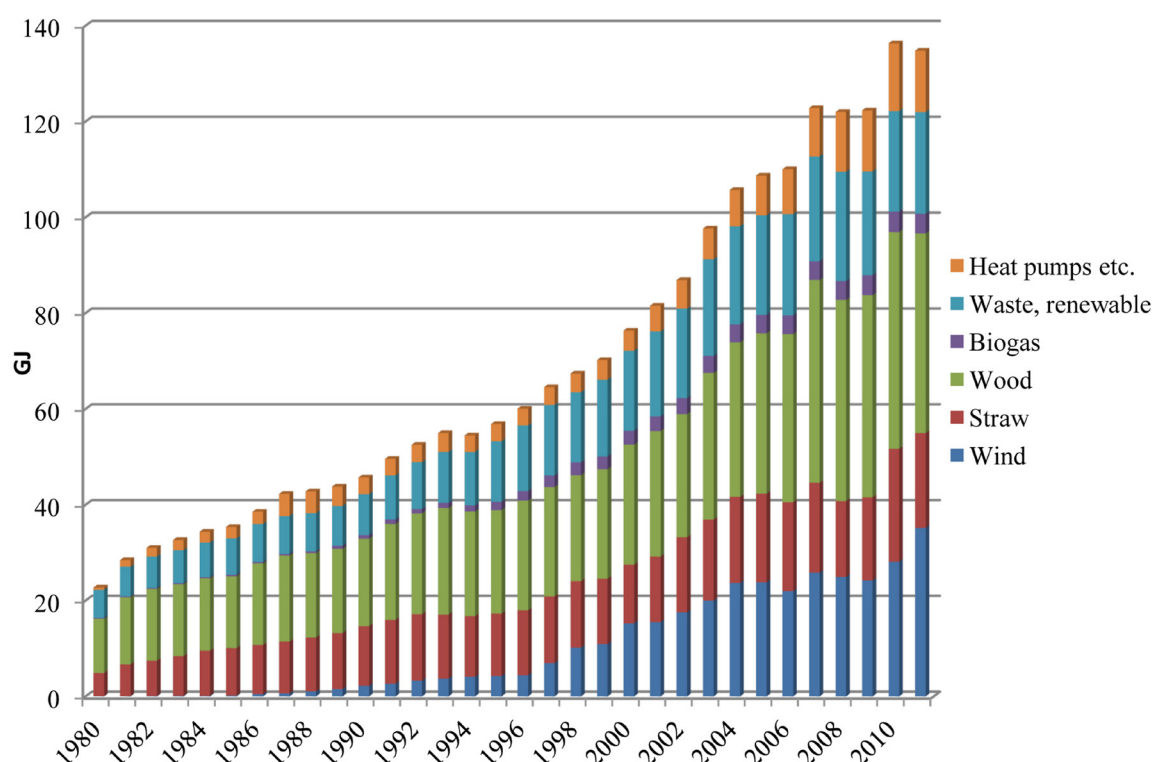
¹² Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga 2012.

¹³ World Nuclear Agency, *Nuclear Policy in Denmark* [dostęp: 16.04.2013 r.], <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Denmark/#.UW1gA5Z3dc4>.

XXI w. Swoją popularność zawdzięczają one w znacznej mierze temu, że członkowie tych spółdzielni mogą liczyć na spore ulgi podatkowe. W roku 2004 około 150 000 Duńczyków przynależało do tych spółdzielni, które zarządzały ok. 75% wszystkich turbin wiatrowych w Danii. W ostatnim czasie obserwuje się spadek udziału tychże spółdzielni w tworzeniu energii, co wynika z zamykania farm wykorzystujących niewielkie turbiny, które stały się nieefektywne w porównaniu z największymi dostępnymi obecnie turbinami¹⁴.

Sukces jaki dzięki wiatrowym kooperatywom osiągnęła duńska energetyka wiatrowa potwierdza, że wszelakie działania prowadzone oddolnie są znacznie efektywniejsze od tych, które wynikają z odgórnych decyzji. Dobrym przykładem na to jest Polska, gdzie występuje spory opór lokalnych społeczności przed budową nowych farm wiatrowych, którą planują duże koncerny energetyczne. W takiej sytuacji mieszkańcy w żaden sposób nie identyfikują się z energetyką wiatrową, ponieważ nie czerpią oni z tego prawie żadnych korzyści, a muszą żyć w bliskości turbin, które nierzadko bywają uciążliwe. Prawdopodobnie gdyby osoby te wiedziały, że gdyby wspólnie zainwestowały w budowę takiej farmy w pobliżu swojej miejscowości oraz mogłyby czerpać korzyści ze sprzedaży prądu, to poparcie społeczne dla budowy nowych farm uległoby wzrostowi.

Rysunek 4. Struktura produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Danii w latach 1980-2011



Przykładem na wysokie znaczenie energii ze źródeł alternatywnych jest wyspa Samsø. Ma ona powierzchnię 112,06 km² oraz jest zamieszkiwana przez 3889 mieszkańców. Energia na Samsø w 100% pochodzi ze źródeł odnawialnych – przede wszystkim z 21 turbin wiatrowych – 11 z nich

¹⁴ The official website of Denmark, *Wind Energy* [dostęp: 16.04.2013 r.], <http://denmark.dk/en/green-living/wind-energy>.

znajduje się na lądzie, a 10 na morzu, które mają moc 2,3 MW. Oprócz wiatru za źródła energii na wyspie służą panele fotowoltaiczne oraz 4 instalacje spalające słomę i biomasę, które są uruchamiane w przypadku spadku produkcji prądu w turbinach wiatrowych. Dzięki temu wyspa ta jest w 100% samowystarczalna energetycznie, a od momentu gdy w 2005 r. wszystkie planowane urządzenia zostały zainstalowane, stała się ona także eksporterem zielonej energii. Inwestycje na Samsø w całości zostały sfinansowane przez jej mieszkańców, dzięki czemu mogą oni teraz czerpać korzyści ze sprzedaży energii¹⁵.

W nowej strategii Unii Europejskiej zapisano, że energia ze źródeł odnawialnych powinna odgrywać coraz istotniejszą rolę. Udział energii odnawialnej jaki do 2020 r. chce osiągnąć Unia Europejska wynosi 20%. Dania z kolei za cel postawiła sobie, aby udział ten wynosił 35%, czyli prawie dwa razy więcej. Plany Duńczyków należą do najambitniejszych na całym świecie, ponieważ chcą oni sprawić, że w 2050 r. 100% energii w Danii będzie pochodzić ze źródeł odnawialnych.

Rząd duński próbuje wielu sposobów aby doprowadzić do wzrostu znaczenia odnawialnych źródeł energii. Oprócz oczywistych działań, jakimi jest dofinansowywanie budowy nowych turbin wiatrowych, podjęto również inne, bardziej nietypowe decyzje, które mają na celu zmuszenie obywateli do korzystania z alternatywnych źródeł energii. Przykładem takiej decyzji może być obowiązujący od 2013 r. zakaz instalowania we wszystkich nowobudowanych budynków urządzeń grzewczych wykorzystujących produkty naftowe lub gaz. Od 2016 r. zakazana będzie sprzedaż jakichkolwiek urządzeń tego typu. Jak można łatwo wywnioskować w związku z tą decyzją, wszystkie nowobudowane budynki będą musiały posiadać systemy grzewcze wykorzystujące OZE.

Produkcja prądu

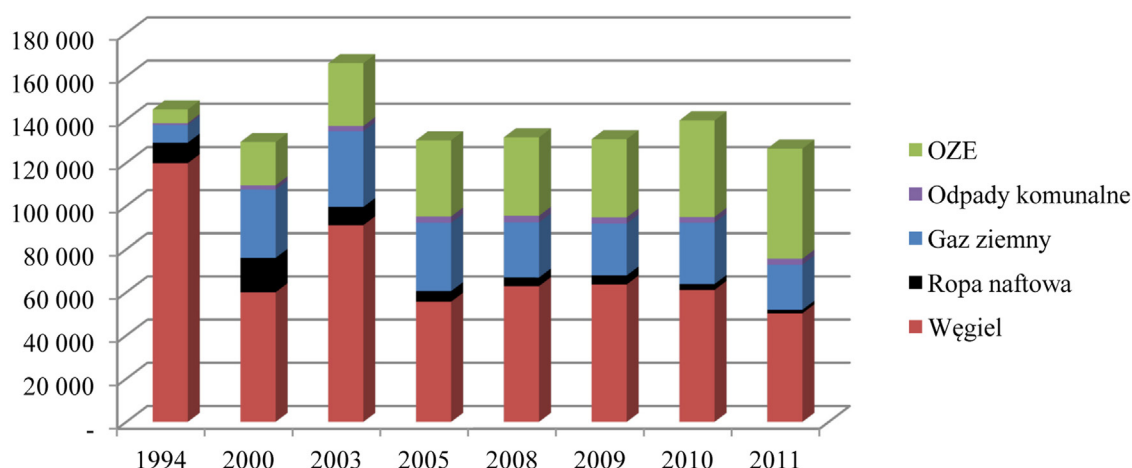
Dania posiada bardzo charakterystyczną strukturę pozyskiwania energii elektrycznej. Duża część prądu w tym kraju jest produkowana z odnawialnych źródeł energii takich jak wiatr, słońce woda i inne. Łącznie w 2011 r. wyprodukowano w Danii 35 171 GWh (126 616 TJ) energii elektrycznej. Największa część, bo aż 40,2% wytworzona została właśnie z odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim wiatru i biomasy. Nieznacznie mniej (o ok. 200 GWh) wyprodukowane zostało z węgla, od którego w dalszym ciągu i znacznym stopniu zależna jest produkcja prądu w Danii, pomimo że w ostatniej dekadzie wykorzystanie tego surowca zmniejszyło się ponad dwukrotnie – ze 119 844 TJ w 1994 r. do 50 278 TJ w 2011 r. Jeszcze mocniej na znaczeniu straciła ropa naftowa. W okresie od 1994 r. do 2011 r. produkcja prądu z ropy spadła o 83%. Z gołą odmiennie jest w przypadku gazu ziemnego i OZE. Wzrost wytworzenia prądu w turbinach gazowych w badanym okresie wyniósł 255%.¹⁶ Zmiana w strukturze wykorzystywanych surowców ma wiele przyczyn. Po pierwsze, Dania posiada spore zasoby gazu ziemnego, które gwarantują jej niezależność energetyczną, ponieważ najczęściej wykorzystywany w duńskich elektrowniach węgiel musi być importowany z zagranicy. Kolejnym argumentem przemawiającym za zastępowaniem węgla i ropy gazem ziemnym jest jego względnie niewielkie oddziaływanie na środowisko naturalne. W porównaniu do ropy naftowej, wytworzenie

¹⁵ D. Biello, *100 Percent Renewable? One Danish Island Experiments with Clean Power*, Scientific American [dostęp: 16.04.2013 r.], <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=samsø-attempts-100-percent-renewable-power>.

¹⁶ Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga, 2012.

tej samej ilości energii z gazu powoduje emisję dwutlenku węgla mniejszą o 30%, a w porównaniu do węgla – mniejszą o 45-50%. Przy spalaniu gazu nie postają także tlenki siarki, które powodują kwaśne deszcze i obumieranie lasów. Elektrownie gazowe nie produkują także sadzy, popiołu, uciążliwego zapachu i dymu¹⁷.

Rysunek 5. Udział poszczególnych paliw w produkcji prądu w Danii w latach 1994 - 2011



W ostatnich 30 latach produkcja prądu z turbin wiatrowych uległa silnemu wzrostowi. W 1980 r. w Danii znajdowało się 68 turbin wiatrowych, które produkowały 3 MW energii elektrycznej. Wszystkie z nich miały maksymalną moc produkcyjną nie przekraczającą 499 kW i zlokalizowane były na lądzie. W 2011 r. w Danii było 4968 turbin o łącznej zainstalowanej mocy 3952 MW, z czego 636 miało moc powyżej 2000 kW, a 872 zainstalowanych było na wodzie. Całkowita ilość prądu wytworzonego przez wszystkie turbiny w roku 2011 wyniosła 9774 GWh. W ostatnim dziesięcioleciu notuje się spadek liczby turbin wiatrowych. Wynika to z zastępowania licznych turbin o niewielkiej mocy mniejszą liczbą turbin o dużej mocy, co w ostatecznym rozrachunku zwiększa możliwości wytwórcze duńskiej energetyki wiatrowej¹⁸.

Struktura produkcji prądu w zależności od miejsc wytworzenia także uległa zmianom w przeciągu ostatnich lat. W 1994 r. około 85% (9126 MW z 10774 MW) energii elektrycznej wytwarzane było w zakładach wielkoskalowych, które można podzielić na 2 grupy: elektrownie produkujące wyłącznie prąd elektryczny oraz elektrociepłownie produkujące jednocześnie prąd i energię ciepłą (kogeneracja). Pomimo, że od tamtej pory do roku 2011 całkowita produkcja prądu w Danii uległa zwiększeniu o 29,8%, to ilość prądu wytwarzana w zakładach wielkoskalowych spadła o 30%. Prawie w całości wynika to z drastycznego zmniejszenia produkcji w elektrowniach, która uległa redukcji o 58,1%. Elektrociepłownie w tym samym okresie zanotowały nieznaczny (4,8%) spadek ilości wytwarzanej energii. Pozostałe miejsca powstawania energii elektrycznej w Danii to przede wszystkim turbiny wiatrowe i zakłady produkujące prąd na niewielką skalę, które 30 lat temu nie miały żadnego znaczenia dla duńskiej energetyki, a obecnie produkują odpowiednio 27,8 % i 12,8% duńskiego prądu¹⁹.

¹⁷ NaturalGas.org, *Natural Gas and the Environment* [dostęp: 17.04.2013 r.], <http://www.naturalgas.org/environment/naturalgas.asp#greenhouse/>.

¹⁸ Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga 2012.

¹⁹ Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga 2012.

Konsumpcja i efektywne wykorzystanie energii

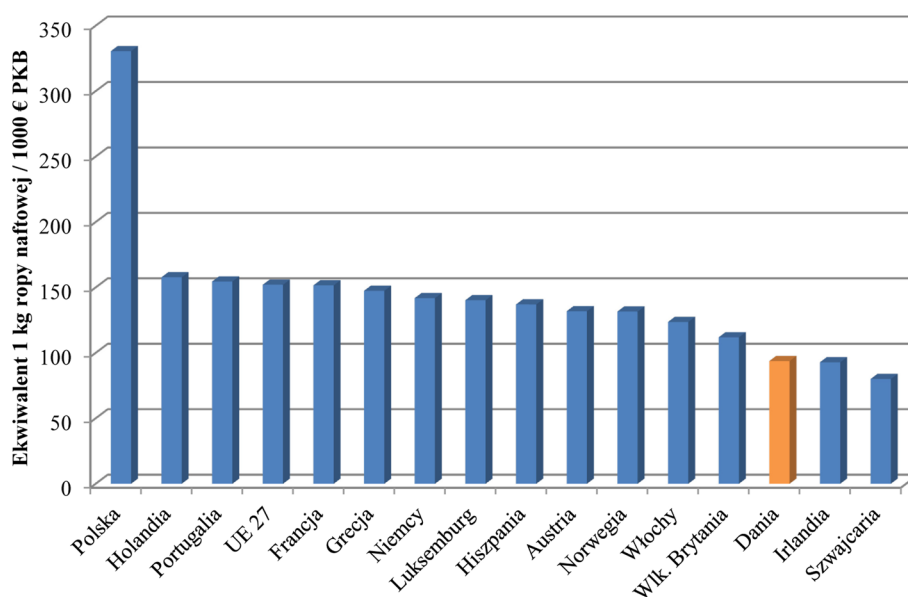
Konsumpcja energii w latach 1980 i 2011 była niemal równa i wynosiła odpowiednio 814 i 807 PJ. Nie oznacza to jednak, że w przeciągu tych 3 dekad nie zachodziły zmiany w tym obszarze. Mianowicie zużycie energii stopniowo rosło do osiągnięcia maksimum w 2008 r. w wysokości 864 PJ, po czym zaczęło maleć. Ale po dogłębniejszej analizie można dostrzec tendencje, charakterystyczne dla duńskiej energetyki.

Analiza konsumpcji energii w Danii wg źródła pozyskania energii wskazuje, że najważniejszą rolę odgrywa ropa naftowa. W 2010 r. zużyto 304 PJ energii uzyskanej z ropy naftowej. W porównaniu do roku 1980 konsumpcja energii z ropy spadła o 44,3%. Na drugim miejscu znajduje się gaz ziemny. Konsumpcji gazu z 2011 r. nie da się porównać do konsumpcji z 1980, ponieważ w tamtym okresie takowa nie występowała. Od lat 80. do 2011 r. konsumpcja gazu i energii wytwarzanej z gazu wzrosła do 160 PJ. Na trzecim miejscu znajdują się OZE. Konsumpcja energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych z 24 PJ w 1980 r. do 176 PJ w 2011.

Gdyby analizować konsumpcję energii wg produktu energetycznego, to na pierwszym miejscu niezmiennie znajdowałaby się ropa naftowa (297 PJ) przed prądem elektrycznym (260 PJ) i gazem ziemnym (93 PJ).

Analiza zużycia energii wg sektora konsumującego energię ukazuje, że największe zużycie energii w dalszym ciągu ma miejsce w gospodarstwach domowych. W 2011 r. zużyły one 228 PJ energii – o 17,7% mniej w porównaniu z rokiem 1980. Transport, który w 1980 r. był trzecim pod względem wielkości konsumentem energii w Danii, w związku ze wzrostem konsumpcji, w 2011 r. sklasyfikowany został na miejscu drugim. Wartość zużycia w tym sektorze wzrosła względem 1980 r. o 47% i wyniosła 213 PJ. Trzecim i odnotowującym największy spadek wartości zużycia energii sektorem duńskiej gospodarki było rolnictwo i przemysł, które zmniejszyły swoją energochłonność o 20% do poziomu 183 PJ w 2011 r. W przypadku handlu i usług zużycie energii nie ulega większym zmianom i od lat 80 cały czas oscyluje wokół 130 PJ.

Rysunek 6. Intensywność energetyczna wybranych gospodarek narodowych w 2010 r.



Źródło: Eurostat

Duńska gospodarka należy do jednych z najbardziej efektywnych energetycznie gospodarek Unii Europejskiej. Jest to efekt długoletniej polityki rządu duńskiego, który dużą wagę przykłada do tej kwestii. Np. w 1993 r. zdecydował on o opodatkowaniu konsumpcji energii przez przemysł, co w konsekwencji doprowadziło do zmniejszenia intensywności energetycznej duńskiego przemysłu.

Już od lat 70 XX wieku obowiązują w Danii bardzo restrykcyjne przepisy dotyczące efektywności energetycznej budynków. Przyczyną były wysokie koszty ogrzewania, które spowodowane były rosnącymi cenami ropy naftowej. W związku z tym zdecydowano się wprowadzić system subsydiów i restrykcyjnych norm budowlanych, które w istotny sposób wpłynęły na poprawę efektywności energetycznej w budownictwie. Obecnie zapotrzebowanie na ogrzewanie budynków wynosi mniej niż 25% tego zapotrzebowania w 1977 r. Zgodnie z planami duńskiego ministerstwa energetyki w 2020 r. wszystkie nowobudowane budynki mają być wykonane w technice budownictwa pasywnego, dzięki czemu do ogrzania tych budynków wystarczy bardzo niewielka ilość energii. Duńczycy chcą także ograniczyć straty energii podczas jej transportu. Chociaż i tak są one teraz dość niewielkie i w przeciągu ostatnich 40 lat udało się je zmniejszyć o połowę. Obecnie wynoszą one ok. 110 PJ, czyli 14% konsumowanej energii²⁰.

Pierwszym punktem europejskiej strategii energetycznej jest efektywne wykorzystanie energii, które do 2020 r. ma doprowadzić do oszczędności energii rzędu 20%. Jest to bardzo istotny czynnik dla europejskiej gospodarki, ponieważ prowadzi on jednocześnie do zmniejszenia emisji różnego rodzaju gazów oraz zmniejsza ryzyko zależności energetycznej od państw trzecich. Dodatkowo, jak przekonują twórcy strategii, przyczyni się to do poprawy konkurencyjności europejskiej gospodarki, ponieważ oszczędność energii oznacza obniżenie kosztów produkcji, co będzie skutkowało tworzeniem nowych miejsc pracy także w sektorach eksportujących. Efektywne wykorzystanie energii ma przynieść korzyści również gospodarstwom domowym, które wg szacunków Komisji Europejskiej mogą przynieść statystycznemu gospodarstwu domowemu oszczędności w wysokości ok. 1000 euro. Jako możliwe sposoby realizacji tych założeń Komisja Europejska wymienia m.in. poprawę efektywności energetycznej budynków, korzystanie z energooszczędnych środków transportu oraz wspieranie rozwoju nowych technologii, które przyczynią się do podniesienia efektywności energetycznej. W przypadku przemysłu twórcy strategii jako sposób na poprawę efektywności energetycznej widzą audyt energetyczny oraz instalację systemów zarządzania energią, a w największych przedsiębiorstwach produkcyjnych udział w handlu uprawnieniami emisji. Niezwykle ważne z tego punktu widzenia jest stworzenie oszczędności energii podczas procesu jej produkcji i dystrybucji do odbiorców.

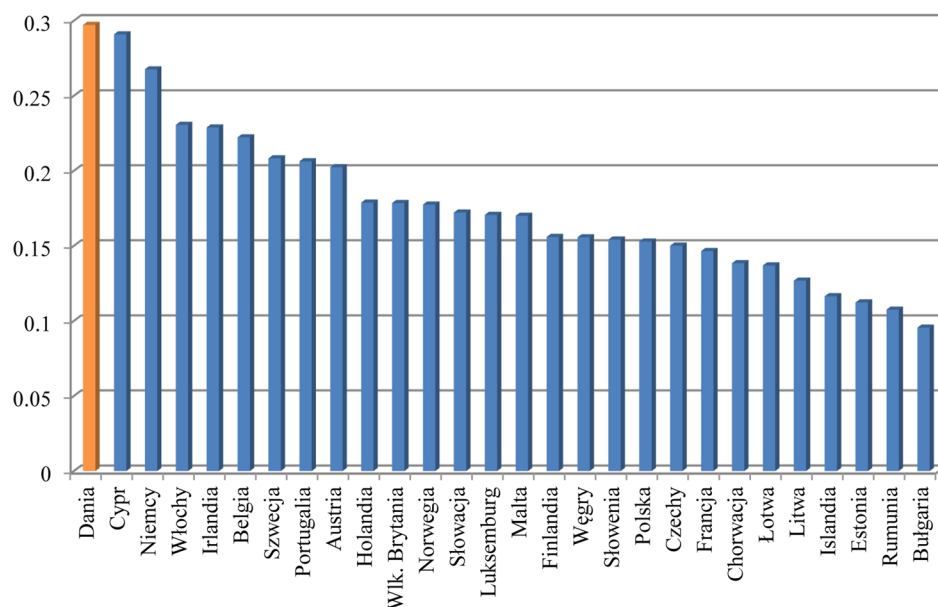
Ceny energii elektrycznej i liberalizacja rynku energii w Danii

Według danych opublikowanych przez Duńską Agencję Energii na początku roku 2011 przeciętna cena energii dla gospodarstwa domowego zużywającego przeciętnie 4000 kWh wynosiła 2,25 DKK za kWh, to jest o 4,8% więcej niż rok wcześniej. Od roku 2001 cena prądu w Danii wzrosła o 46,2%, a od 1980 – o ok. 360%. Całkowity przychód budżetu państwa ze sprzedaży 1 kWh prądu wynikający z podatków wynosił w 2012 r. 1,25 DKK, a 11 lat wcześniej 0,96 DKK. Na sumę obciążeń podatkowych wpływających na cenę prądu składają się podatek od elektryczności (ang. *electricity tax*), podatek od dystrybucji elektryczności (ang. *electricity distribution tax*), kontrybucja do oszczędzania energii (ang. *electricity savings contribution*), podatek od oszczędzania

²⁰ Danish Energy Agency, *Danish Energy Policy*, Kopenhaga 2012

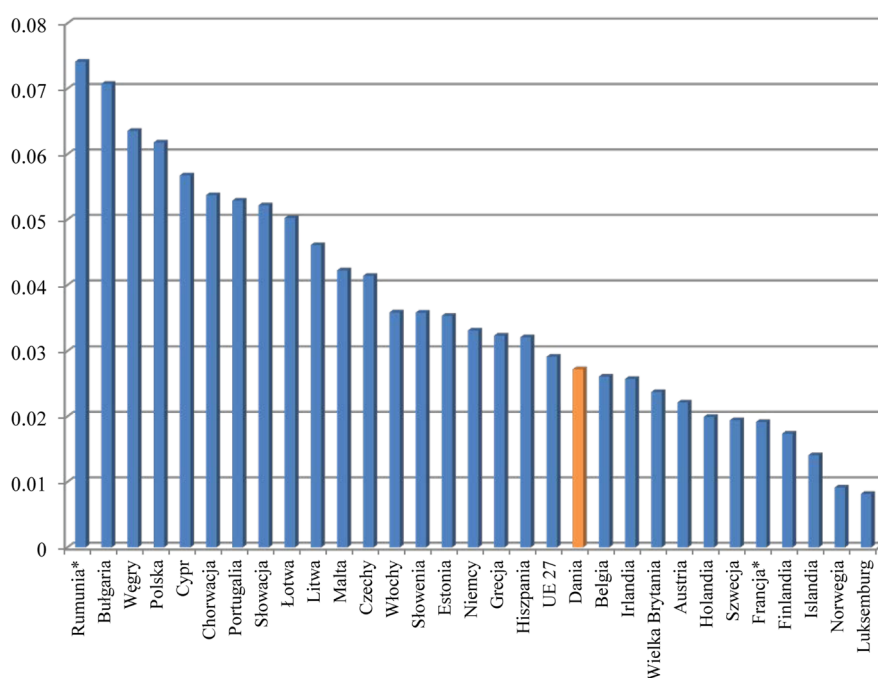
energii (ang. electricity savings tax) i podatek VAT²¹. Z powodu tak wysokiego opodatkowania ceny energii elektrycznej w Danii są najwyższe w Unii Europejskiej²².

Rysunek 7. Ceny energii w wybranych krajach Unii Europejskiej w II połowie 2012 r.



Źródło: Eurostat

Rysunek 8. Zakup 4000 kWh energii elektrycznej jako część PKB na osobę w państwach europejskich w 2012 r.



²¹ Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga 2012

²² Eurostat, *Electricity - domestic consumers - bi-annual prices - new methodology from 2007 onwards*.

Jednakże gdyby rozpatrywać ceny energii elektrycznej nie w wartościach bezwzględnych, lecz jako część PKB przeciętnego obywatela, sytuacja przedstawia się zgoła odmiennie. Przyjmując, że przeciętne zużycie prądu w gospodarstwie domowym wynosi 4000 kWh, to wydatki jakie musi ponieść takie gospodarstwo w Danii stanowią 2,7% PKB per capita. W porównaniu do innych państw europejskich, jest to względnie niewiele. Największą część swojego PKB na zakup prądu trzeba wydać w Rumunii i Bułgarii – odpowiednio 7,4% i 7,1% PKB per capita tych krajów, najmniej zaś w Luksemburgu (0,8%) i Norwegii (0,9%). Średnia dla Unii Europejskiej wynosi 2,9% czyli nieznacznie więcej niż w Danii. Wnioski, jakie płyną z tej statystyki są takie, że Duńczyków stać jest, aby płacić tak wysokie ceny energii elektrycznej oraz społeczeństwo duńskie wykazuje silny entuzjazm dla różnego rodzaju projektów mających na celu rozwój energetyki niekonwencjonalnej, które są dofinansowywane ze środków pozyskanych z tych podatków. Jednakże nie zmienia to faktu, że wysokie ceny elektryczności negatywnie wpływają na konkurencyjność duńskiej gospodarki.

Kolejnym ważnym punktem strategii Energia 2020 jest liberalizacja rynku energii. Jego celem jest stworzenie wewnętrznego rynku prądu i gazu. Do tego potrzebne jest stworzenie wewnętrznej infrastruktury i budowa linii przesyłowych przez granice zewnętrzne państw członkowskich i morza. W związku z tym niezbędne będą inwestycje o wartości około 1 biliona euro. Dzięki stworzeniu wspólnego rynku energii klienci otrzymają możliwość kupna zrównoważonej energii po stabilnych i konkurencyjnych cenach.

Duńczycy korzystają z wolnego rynku energii już od 2003 r. Liberalizacja tego rynku przebiegała stopniowo. Od 1. Stycznia 1998 r. odbiorcy, których zużycie przekracza 100 GWh, mogą sami dokonać wyboru dostawcy energii. W czerwcu 1999 r. uzgodniono kolejne kroki procesu liberalizacji. Od 1. Kwietnia 2000 r. wolny rynek energii został otwarty dla konsumentów, którzy zużywają więcej niż 1 GWh energii. Od 01.01.2003 r. w Danii w pełni funkcjonuje wolny rynek energii elektrycznej²³.

Państwowe przedsiębiorstwo Energinet.dk we współpracy z podobnymi przedsiębiorstwami z Norwegii, Szwecji i Finlandii w 2002 r. utworzyło giełdę energii Nord Pool Spot, która była pierwszą i obecnie jest największą giełdą stworzoną do handlu energią na świecie (w 2009 r. udział w rynku wyniósł 73,5%). Oprócz wymienionych państw w obszarze działania Nord Pool Spot znajdują się także Estonia, Litwa, Niemcy, Wielka Brytania, Belgia i Holandia²⁴. Sposób funkcjonowania wspólnego rynku energii można było dobrze zaobserwować zimą 2010 r. Z reguły Dania jest krajem tranzytowym w handlu energią ze Skandynawii do kontynentalnej części Europy, co wynika z niskich cen energii pozyskiwanej w elektrowniach wodnych w Norwegii i Szwecji. Ale z powodu mroźnej zimy, zmniejszenia produkcji w szwedzkich elektrowniach atomowych oraz niskiego poziomu wody ceny prądu w Norwegii i pozostałych krajach Skandynawii drastycznie wzrosły. Sprawilo to, że w ujęciu netto energia była eksportowana z Danii do Szwecji i Norwegii oraz importowana z Niemiec do Danii.

Rynek gazu został także zliberalizowany w 100%. Wszyscy klienci mają możliwość wybrać dostawcę gazu. Przez ostatnie lata powstawał system transmisji gazu, który składa się z następujących elementów:

- 3 punktów wejściowych: Nybro, Ellund i Dragør, gdzie gaz przesyłany jest do Danii,
- 1 punktu wejścia dla biogazu,

²³ Danish Energy Regulatory Authority, *2011 National Report to European Commission*.

²⁴ Nord Pool Spot, *History* [dostęp: 25.04.2013 r.], <http://nordpoolspot.com/About-us/History>.

- 1 stref wyjścia, gdzie duńscy klienci mogą zaopatrywać się w gaz ziemny od swoich dostawców, poprzez sieć dystrybucyjną. Strefa ta składa się z 6 obszarów dystrybucyjnych, każdy z nich jest obsługiwany przez inną firmę dystrybuującą gaz,
- 3 punktów wyjścia: Nybro, Ellund i Dragør, które wykorzystuje się do eksportu gazu z Danii,
- 2 wirtualnych punktów handlu gazem: GTF (Gas Transfer Facility) i NPTF (Nord Pool Gas Transfer Facility),
- wirtualnego punktu transferu L4H (Link4Hubs) wspierającego ponadgraniczne rezerwowanie i nominowanie ilości pomiędzy Danią, Niemcami i Holandią.

Efekty liberalizacji wewnętrznego rynku energii można dobrze zaobserwować na przykładzie tabeli prezentującej liczbę zmian dostawców prądu, jakich dokonali duńscy odbiorcy w przeciągu pierwszych pięciu lat od pełnego uwolnienia rynku. Wynika z niej, że najwięcej zmian dostawcy prądu dokonali duży odbiorcy, ponieważ to oni ze względu na duże zużycie mogą zyskać najwięcej na zawarciu nowej, bardziej korzystnej umowy z dostawcą²⁵. W przypadku odbiorców indywidualnych zmiana dostawcy energii przynosi zazwyczaj niewielkie oszczędności, co nie motywuje ich do tego w żaden sposób. Dlatego też w przypadku odbiorców indywidualnych zmiany dokonało bardzo niewiele gospodarstw domowych.

Rok	Odbiorcy indywidualni				Odbiorcy hurtowi			
	Liczba odbiorców	Liczba odbiorców, którzy dokonali zmiany dostawcy	Udział odbiorców, którzy dokonali zmiany dostawcy	Łączne zużycie odbiorców, którzy dokonali zmiany dostawcy	Liczba odbiorców	Liczba odbiorców, którzy dokonali zmiany dostawcy	Udział odbiorców, którzy dokonali zmiany dostawcy	Łączne zużycie odbiorców, którzy dokonali zmiany dostawcy
	Liczba	Liczba	%	GWh	Liczba	Liczba	%	GWh
2003	2 982 400	66 946	2	1 587	20 800	9 747	47	7 085
2004	3 080 000	28 684	1	679	23 500	4 688	20	3 674
2005	3 095 700	33 169	1	523	39 400	7 321	19	4 722
2006	3 153 900	38 255	1	465	42 900	4 935	12	2 619
2007	3 192 300	89 481	3	1 077	44 000	9 100	21	3 592
2008	3 192 400	86 659	3	674	45 700	6 182	14	3 063

²⁵ Danish Energy Association, *Danish Electricity Supply 2008, Statistical Survey*, Kopenhaga 2009.

Podsumowanie

Duński sektor energetyczny należy do jednego z najnowocześniejszych oraz najbardziej innowacyjnych w Europie. Wynika to przede wszystkim z silnej pozycji odnawialnych źródeł energii, dzięki czemu duńska energetyka jest jedną z najbardziej przyjaznych środowisku oraz jest bliska spełnieniu warunków stawianych przez Unię Europejską państwom członkowskim. Zawdzięczają oni to mądrej długofalowej polityce kolejnych rządów, które tworzyły korzystne warunki do rozwoju OZE oraz stymulowały zwiększenie efektywności energetycznej duńskiej gospodarki oraz zmniejszenie jej emisyjności. Nie bez znaczenia pozostają tu także czynniki geograficzne, ekonomiczne i społeczne. Otóż dzięki wyspiarskiemu położeniu znajduje się tam wiele obszarów, na których występują stałe i silne wiatry, dzięki czemu możliwe jest wykorzystywanie energii wiatru na tak dużą skalę. W razie konieczności Dania w dalszym ciągu może zagwarantować sobie bezpieczeństwo energetyczne poprzez próbę dalszej eksploatacji złóż ropy i gazu na dnie Morza Północnego. Istotną rolę spełniło w tym procesie także zamożne społeczeństwo duńskie, które w większości popierało prowadzoną przez kolejne rządy politykę, czynnie ją wspierało inwestując swoje oszczędności w spółdzielniach wiatrowych oraz godziło się na coraz większe obciążenia fiskalne, które służyły finansowaniu przedsięwzięć należących do polityki energetycznej państwa.

Długofalowość i stałość w czasie procesu przeobrażeń w duńskiej energetyce jest bardzo istotną wiadomością dla Polski, która musi dokonać podobnego procesu w znacznie krótszym czasie. Niestety wiadomość ta nie jest szczególnie optymistyczna, ponieważ między Polską a Danią występuje wiele istotnych różnic. Polska w przeciwieństwie do Danii dysponuje wyłącznie zasobami węgla kamiennego i brunatnego, których wykorzystanie w energetyce powoduje znaczne emisje CO₂. Dodatkowo pojawia się problem zapewnienia bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Dobrym rozwiązaniem byłaby eksploatacja gazu łupkowego, ale w dalszym ciągu nie wiadomo jak liczne są jego zasoby, czy jego wydobycie będzie opłacalne ekonomicznie oraz jak będzie wyglądała polityka Unii Europejskiej w tym zakresie. Kolejnym problemem jest niewielka świadomość społeczeństwa dotycząca konieczności przeprowadzenia zmian w sektorze energetycznym oraz ograniczone możliwości finansowe obywateli, co zmniejsza atrakcyjność implementacji technologii poprawiających efektywność energetyczną (np. budownictwo pasywne) i inwestycji w OZE (np. model prosumenta).

Bibliografia

- Danish Energy Agency, *Energy Statistics 2011*, Kopenhaga 2012;
- Danish Energy Agency, *Oil and Gas Production in Denmark 2011*, Kopenhaga 2012,
- Danish Energy Agency, *Danish Energy Policy*, Kopenhaga 2012,
- Danish Energy Association, *Danish Electricity Supply 2008, Statistical Survey*, Kopenhaga 2009.
- Danish Energy Regulatory Authority, *2011 National Report to European Commission*,
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Energia 2020. Strategia na rzecz konkurencyjnego, zrównoważonego i bezpiecznego sektora energetycznego*, Bruksela, 10.11.2010 r.,
- Ministry of Climate, Energy and Building, *Accelerating Green Energy Towards 2020. The Danish Energy Agreement of March 2012*,

Źródła internetowe:

- Biello D., 100 Percent Renewable? One Danish Island Experiments with Clean Power, Scientific American [dostęp: 16.04.2013 r.], <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=samso-attempts-100-percent-renewable-power>,
- Currie R., Elrick B., Ioannidi M., Nicolson C., Danish Energy Policy, University of Strathclyde, Glasgow 2002 [dostęp: 17.04.2013 r.], http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/denmark.htm,
- Danish Energy Agency, Yearly production, injection, flare, fuel and export in SI units [dostęp: 25.04.2013 r.], http://www.ens.dk/da-DK/UndergrundOgForsyning/Olie_og_gas/Data/Produktionsoversigter/Documents/Yearly%20Production%202012.xls,
- World Nuclear Agency, Nuclear Policy in Denmark, [dostęp: 16.04.2013 r.], <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Denmark/#.UW1gA5Z3dc4>,
- The official website of Denmark, Wind Energy [dostęp: 16.04.2013 r.], <http://denmark.dk/en/green-living/wind-energy/>,
- Nord Pool Spot, History [dostęp: 25.04.2013 r.], <http://nordpoolspot.com/About-us/History/>,
- NaturalGas.org, Natural Gas and the Environment [dostęp: 17.04.2013 r.], <http://www.naturalgas.org/environment/naturalgas.asp#greenhouse>.

Marcin Krzemień*

The impact of vertical restraints on competition in the EU gas market

Introduction

For two principal reasons - namely the structure of the market and the importance of energy security issues - the gas market is a peculiar one when looked at in the context of competition. On the EU level, it has long been an objective to achieve a working internal market in the gas sector and in the last decade excessive steps were taken to complete this task.

Since the reality of the EU gas market is that there is no effective competition yet, regulatory action was taken in order to foster its growth. This area – where legal regulation and international economics intersect – is of great interest to the author. The topic of developments on the EU gas market has also been extensively covered by a number of scholars – also from the viewpoint of competition law and European legal framework. I have chosen to focus on the topic of vertical restraints. I believe, and this opinion is confirmed in the literature, that the vertical character of the gas market is of key importance to future development of competition therein.

The aim of this paper is therefore to explain the process of opening the European gas market to competition. My working hypothesis is that the EU gas market is and will be effectively ‘opened up’ for competition with regulatory action. Particular interest will be given to vertical integration of the enterprises acting on the gas market, the problem of vertical restraints and their effect on the functioning of the market.

Firstly, I will introduce the topic of vertical restraints. In order to understand the importance of vertical integration of the EU gas market, it is first necessary to present the economic rationale of vertical restraints and agreements – their potential costs and benefits to the competitive environment on a given market.

Consequently, a brief overview of the situation in the EU gas sector will be presented. As indicated above, I will focus on the competitive situation of the market and its vertical character.

Finally, using the European Commission case law, I will present types of anticompetitive behaviour, which might be exercised by gas companies using their vertical market power.

* Student of International Economics at the Warsaw School of Economics and Law at the University of Warsaw, future student at the MSc in Law and Finance at the University of Oxford. This paper is based on his bachelor’s dissertation. “Many thanks go to Prof. Włodzimierz Szpringer who supervised my work, also to Dr Piotr Piotr Bogdanowicz and Dr Piotr Maszczyk who provided me with helpful comments.” – M. Krzemień.
e-mail: mgkrzemien@gmail.com

My goal is to show the development of the competition on the EU gas market from an economic point of view and underline the importance of the vertical restraints in pursuing the creation of an internal market for gas. I will use a law & economics approach and frequently refer to the European legislation in the field of competition and energy. It must be noted though, that it is not a legal paper and my purpose is to show the economic rationale of regulation and not to explain particular provisions of EU law.

Vertical restraints in competition

To put the paper in context, a general remark has to be made as to the perennial importance of competition rules in EU policy. A market is said to be purely competitive if each firm assumes that the market price is independent of its own level of output¹. It is perfect competition where – according to neoclassical theory – social welfare is maximized². While in many markets – especially the ones for energy – achieving perfect competition might be impossible, market imperfections have been embraced e.g. in the Harvard school economic analysis³. It has been widely argued that a more realistic, limited environment of ‘workable competition’ still produces better economic outcome than no competition at all⁴. Scholars have indicated that in such an environment - of workable competition, where no firm dictates price or otherwise exercises market power - goods and services will be produced with a significant degree of efficiency⁵.

Therefore, the justification of competition policy is hedging the market economy against degeneration. No market player should be able to force conditions, which are favourable only to him on the competitors⁶.

Apart from efficiency, the other objectives of EU competition law are to foster the creation of internal market and protect consumers and small firms.⁷ These competition objectives constitute a crucial part of the Europe 2020 strategy and European Commission has recognized their importance in fostering sustainable growth and innovation.⁸ Accordingly, the Commission and national competition authorities of the Member States may exercise a wide array of regulatory functions. I will not be dwelling into the complexities of EU competition law but the important point to make is that the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) prohibits (albeit not without exceptions) two main types of anticompetitive practices – 1) anticompetitive agreements between two or more companies and 2) abuse of dominant position – i.e. unilateral conduct of an undertaking, which exercises market power⁹.

¹ H. Varian, *Intermediate Microeconomics – A Modern Approach 8th Edition*, W. W. Norton & Co, New York, 2010, p. 396.

² R. Whish, *Competition Law 7th Edition*, Oxford University Press, Oxford, 2012, p. 4.

³ S. Colino, *Vertical Agreements and Competition Law*, Hart Publishing, Portland, 2010, p. 38-39

⁴ *Ibidem*, Whish, *op. cit.*, p. 16.

⁵ S. Bishop, M. Walker – *The Economics of EC Competition Law: Concepts, Application and Measurement 3rd Edition*, Sweet & Maxwell, London, 2010, p. 100.

⁶ W. Szpringer, *Regulacja Konkurencji a Konkurencja Regulacyjna*, Poltext, Warszawa 2010, p. 105.

⁷ P. Craig, G. De Burca, *EU Law – Text, Cases and Materials 5th Edition*, Oxford University Press, Oxford, 2011, p. 960.

⁸ Commission Staff Working Paper Accompanying the Report on Competition Policy 2011, COM(2012) 253 Final, p. 3.

⁹ see: Article 101-102 of the Treaty on the Functioning of the European Union. More on the subject: R. Whish, *op. cit.*, p. 82-214; P. Craig, G. De Burca, *op. cit.*, p. 959-1044.

Vertical restraints are a particular category of the above practices. The ‘*vertical*’ element refers to the position of the company in the product supply chain. There are two types of vertical restraints I would like to consider. First of all, we may be dealing with vertical restraints included in vertical agreements – i.e. concerted conduct of two or more companies. Secondly, I will discuss the concept of vertical dominance – a situation in which an enterprise may enjoy (and abuse) market power not only because of its share on the market but also thanks to vertical integration of its distribution chain across many levels. Indeed, vertical dominance is a classic source of abuse in the network sectors, including the gas one.

Vertical restraints – vertical agreements

Starting of with the agreements, the EU law defines a vertical agreement as ‘agreement or concerted practice entered into between two or more undertakings each of which operates (...) at a different level of the production or distribution chain (...)’¹⁰. Unlike with the horizontal agreements, entrepreneurs in a vertical relation act on a different level of trade – at least one of them has to represent the supply side and the other – the demand side¹¹.

Clearly, because of this fact, economic consideration of vertical agreements has to be different from horizontal ones. Let us consider a classic case of horizontal concerted practice, namely a price cartel. In a cartel, two or more firms collude in an attempt to set prices and outputs so as to maximize industry profits. Therefore, a working cartel is a group of firms that jointly behave as a single monopolist and therefore produce outcome, which is less efficient than one that could be achieved in competitive conditions¹².

Vertical agreements do not pose such risks to competition. As indicated by Whish¹³, in horizontal agreements – such as cartels – firms combine market power to achieve advantageous outcome, while in the case of vertical agreements combination of market power – always dangerous to competition – does not occur. Szpringer indicates that vertical agreements are considered less dangerous than horizontal ones, because in general they do not involve direct competitors and usually bring about social and economic benefits.¹⁴ One has to agree that vertical and horizontal relations are two completely different economic phenomena. The reason is that companies between which horizontal relations are possible operate on the same market and need to compete in order to reach the final consumer. On the other hand, vertical agreements take place between companies that need to cooperate in order to reach that consumer. As one scholar put it – one company’s input is another one’s output¹⁵. Therefore, on the basis of the above reasons, a general presumption – that horizontal agreements may cause significant harm to competition – is not valid in case of vertical ones¹⁶. On the contrary, many authors have pointed out the mixed character of vertical agreements in terms of their impact on competition¹⁷. Indeed, they may ‘bear the

¹⁰ BRE, Article 1.

¹¹ W. Szpringer, *op. cit.*, p. 113.

¹² H. Varian, *op. cit.*, p. 530.

¹³ R. Whish, *op. cit.*, p. 624.

¹⁴ W. Szpringer, *op. cit.*, p. 113.

¹⁵ M. Albers in: C. W. Jones (red.), *EU Energy Law, Vol. II: EU Competition Law and Energy Markets*, Claeys & Casteels, Leuven, 2010, p. 174.

¹⁶ N. Vettas: *Law & Economics of Vertical Restraints*, in: J. Bellis, J.M. Beneyto (red.): *Reviewing Vertical Restraints in Europe: Reform, key issues and national enforcement*, Bruylant, Brussels 2012, p. 111-112.

¹⁷ S. Colino, *op. cit.*, p. 16, P. Craig, G. De burca, *op. cit.*, p. 990.

harmless appearance of Dr Jeekyll (...) or of a vicious Mr Hyde which needs to be closely monitored'¹⁸.

The above conclusions are also supported by the EU competition policy. Vertical agreements are subject to a legal regime a lot less stringent than horizontal ones. The European Union has recognized the importance of vertical agreements in business practice, their limited effect on competition and their possible pro-competitive effects. Still, there are cases in which they may be harmful and anti-competitive. Accordingly, the regulation currently in force (Block Exemption Regulation – BRE¹⁹) sets a general presumption according to which vertical agreements shall be outside the scope of interest of EU competition law²⁰ (hence – block exemption). Obviously, this presumption is rebuttable and the BRE is supported by an interpretive ‘soft law’ document – the Vertical Guidelines²¹, which provides tools for interpretation of the BRE and economic rationale for its provisions.

In terms of the negative effect, some vertical agreements may however include the so-called vertical restraints – types of economic constraints put on one or more of the parties to the agreement. These restraints are usually connected with the notion of exclusivity (which will be crucial when we move on to the analysis of the situation on the gas market). Colino lists exclusive purchase agreements (where the buyer agrees to purchase the product solely from one distributor), exclusive supply agreements (where the seller agrees not to supply his product to anyone else but a particular buyer) and agreements concerning resale conditions (e.g. resale price maintenance, clauses stating on which territory or to which customers the buyer may resale) as typical examples of vertical restraints²². Szpringer on the other hand has placed vertical restraints in context of distribution agreements and named exclusive buy agreements, exclusive sale agreements, franchising and selective distribution among the most popular ones.²³ We may also be dealing with other, less harmful restrictions not involving the notion of exclusivity – e.g. quantity restrictions. In general, the vertical restraints impose limitations with regard to what one party of the agreement may do with the product supplied or purchased by the other. The Commission, in the Vertical Guidelines has argued that such constraints may lead to negative effects – first and foremost – market foreclosure and reduction of inter-brand competition²⁴. The Guidelines also underline the particularly adverse effect that the various exclusivity clauses may have on competition.

The Commission and subject literature affirms however, that vertical agreements imposing vertical restraints may provide necessary incentive for one of the parties to enter into a business transaction and as such have also pro-competitive effects²⁵. First of all, they may solve the ‘free-rider problem’, where one party to the agreement (retailer) commits resources in order to market the supplier’s product and does not want its competitors to benefit from positive externalities. Through a vertical agreement the supplier may be granted sales exclusivity - a business ‘reward’ in exchange for his commitment. Similarly -in a problem from the sphere of interna-

¹⁸ S. Colino, *op. cit.*, p. 16.

¹⁹ Commission Regulation (EU) No 330/2010 of 20 April 2010 on the application of Article 101(3) of the Treaty on the Functioning of the European Union to categories of vertical agreements and concerted practices (BRE)

²⁰ BRE, Article 2.

²¹ European Commission Guidelines on Vertical Restraints – 2010/C 130/01.

²² S. Colino, *op. cit.*, p. 1.

²³ W. Szpringer, *op. cit.*, p. 114.

²⁴ Vertical Guidelines, par. 101-105.

²⁵ P. Craig, G. De burca, *op. cit.*, p. 990.

tional economics - where a supplier enters a new market and has to make a significant 'first time investment', it may be beneficial to protect him from competition and allow to 'hedge' against the investment costs²⁶. These two types of benefits stemming from vertical restraints are key in the gas sector. Other ones have been deliberated on in more detail in the Vertical Guidelines.

As it has been already indicated, the current legal regime recognizes business importance and possible pro-competitive effects of vertical agreements and in general allows their existence. The general presumption of vertical restraints not being harmful is rebutted in the following conditions:

1) When one or more of the parties to the agreement exercises market power. The Commission bases on the assumption that unless one of the undertakings in the agreement exercises dominance, it will pursue only those vertical restraints, which will allow it to market its product more effectively – it has legitimate interest in reaching as wide group of potential consumers as possible. Only when market power is in play – i.e. a party to the agreement has enough strength to meddle with the market dynamics, competition may be at stake (high barriers to entry may add to the anticompetitive effect)²⁷. The market share threshold below which the vertical agreement is presumed to be harmless is 30% on the part of the supplier or the buyer. Looking into the market strength of both supplying and receiving 'ends' of the agreement is a novelty of the updated BRE²⁸. One has to consider that this threshold is significantly higher than in case of horizontal agreements between competitors (10%) or even non-competitors (15%)²⁹. It is clearly an affirmation of the beneficial role vertical agreements may have in the market. Only in exceptional circumstances will they be subject to competitive examination under EU law.

2) Secondly, there are some types of agreements, which are considered to be potentially harmful to competition. These are listed in the BRE and include 'hardcore' and 'excluded' restrictions. The *hardcore* restrictions are those, which cannot benefit from the block exemption irrespective of the market shares of the parties involved because the restraints they produce are highly anti-competitive³⁰. They include inter alia resale price maintenance and various resale restrictions³¹. E.g. in the gas market an example of such restraint would be a provision forcing the buyer to use the purchased gas only to produce electricity (thus being a significant sales restrictions). The 'excluded' restrictions on the other hand include the most onerous non-compete obligations. In general, non-compete obligations may benefit from the BRE exclusion, but some of them produce anti-competitive effects so harsh that they need to come under review³². E.g. following Article 5 of the BRE, a gas supply contract in which the buyer obliges not to purchase gas from any other product than the current supplier for the period of over 5 years would fall under a definition of 'excluded' restrictions. The 'hardcore' and 'excluded' restrictions are – to put it bluntly – 'red lights' in the competitive vertical relations between companies. Once they appear, the presumption that the vertical agreement is harmless to competition is trumped.

²⁶ A. Verhelpen in: B. Delvaux, M. Hunt, K. Talus (red): *EU Energy Law and Policy Issues, 2nd edition*, Euroconfidentiel, Brussels, 2010, p.127.

²⁷ W. Szpringer, *op. cit.*, p. 114.

²⁸ F. Wijckmans, F. Tuytschaever, *Vertical Agreements in EU Competition Law 2nd Edition*, Oxford University Press, Oxford, 2011, p. 102-103.

²⁹ F. Wijckmans, F. Tuytschaever, *op. cit.*, p. 70, De Minimis Notice, par. 7.

³⁰ A. Verhelpen, *op. cit.*, p. 126.

³¹ See: Article 4 of the BRE.

³² See: Article 5 of the BRE, F. Wijckmans, F. Tuytschaever, *op. cit.*, p.194-195.

Vertical restraints – vertical dominance

The second type of abuse with respect to the concept of vertical restraints is the so-called vertical dominance. In that context, it is interesting how different authors look at vertical agreements in the context of vertical integration of companies. One scholar claims that vertical agreements occur precisely because of lack of integration in a particular production chain³³. – A company is not vertically integrated, therefore it must cooperate with other market players on different levels of supply chain – upstream or downstream – in order to produce its output and reach the consumer. On the other hand, another author suggests that a vertical agreement between two companies is just a degree of vertical integration – an institutional instrument thanks to which they can coordinate their conduct³⁴. If we accept this idea, the final stage of vertical integration between two companies would be a vertical merger.

In that context, vertical dominance means that a company may have superior market strength not only due to its high market share, but also thanks to its vertical integration. The integration means that it performs different, subsequent functions across the product supply chain. E.g. – producer of electronics who handles the whole production process from the product design through manufacturing, advertising along with distribution is vertically integrated. A vertically integrated enterprise may perform some functions more effectively than a non-integrated competitor. Integration is a competitive ‘edge’ especially in those sectors where one of the elements of the distribution chain is key to the whole production process and not easily duplicated (e.g. the network in gas sector)³⁵. In such a situation, a company may be in a position in which it may very easily abuse its dominant position, e.g. through foreclosing the market.

In conclusion, it is again very important to underline that vertical restraints of both types – vertical restraints in agreements and vertical dominance need to be regarded as a particularly complex problem in competition and antitrust law. Indeed, they may in many cases be a source of pro-competitive efficiencies – vertical agreements in particular may allow improving and rationalization of distribution processes, thus bringing profits to consumers³⁶. However, they also pose significant risk to competition especially in ‘vulnerable’ (meaning competitively undeveloped) sectors such as the gas one.

Competitive overview of the EU gas market

Having firstly discussed the general concept and economic rationale of vertical restraints, it is now my intent to make a brief competitive analysis of the EU gas market. I will focus on the market characteristics key to the topic. Firstly, I will make a few remarks about the character of natural gas as marketable product. Secondly, I will analyse the vertical character of the market and the complexity of the distribution chain. Thirdly, I will comment on the monopolistic structure of the gas market and its network character. Finally, and most importantly, I will briefly analyse the liberalization process of the EU gas sector and show how the current EU policy affects the competition dynamics.

³³ S. Colino, *op. cit.*, p. 1.

³⁴ N. Vettas, *op. cit.*, p. 116.

³⁵ M. Van Der Woude, *op. cit.*, p. 248-249.

³⁶ W. Szpringer, *op. cit.*, p. 114.

Natural gas as energy product

Natural gas, as a source of energy has constituted about 25% of the world total energy mix in 2011³⁷. The demand for gas is generated primarily by three classes of receivers – residential and commercial consumers, industrial consumers and power generators (power plants)³⁸. It is important to underline, that it has been the most important energy source for industry³⁹. It has wide use in branches such as: chemistry, food, manufacturing and services. The qualities of gas involve inter alia its eco-friendliness and high efficiency – it has the lowest carbon emission per unit of energy of all the fossil fuels⁴⁰. Furthermore, unlike electricity, natural gas may be effectively stored as it ‘exits’ the network. However, much unlike oil, the issue with natural gas is its transportability. Due to its characteristics as ‘intangible’ product, it has been very difficult to transport gas from the place of its exploration to the destination market – hence the necessity to create a costly network of pipelines. Historically, natural gas needed close proximity of markets to make construction of pipelines economically viable. This situation is currently subject to change with the emergence of LNG (liquefied natural gas) operations as an alternative method of transportation⁴¹. However, firstly – describing the economics of LNG is well beyond the scope of this paper and secondly – the grid architecture of gas transportation network still heavily influences the market dynamics, especially in the EU. Therefore, in terms of the traits that distinguish gas as an energy source, one has to bear in mind the relative low carbon emissions (when compared to other fossil fuels), the importance of gas as an energy source for industry and the complicated transportation process. These three characteristics are among the key ones, which guarantee that natural gas will in the future – as it is now – play a huge role in the energy economics of the EU.

Gas sector – natural monopolies

On the EU level, the gas sector faces difficulties in the transition towards workable competition also due to historic structure of the market. In the discussion on gas trade, we are dealing not only with the commercial aspect, but also with the political one. Due to the strategic importance of gas supply and its impact on the issues of energy security, it is a sector of strategic importance for the Member States⁴². Indeed, with the liberalization process of the sector being implemented for nearly 15 years now, some authors have been arguing that the Member States are still ‘reluctant’ to fostering competition in the markets for energy⁴³. The liberalization process has been slow and staggered and the barriers in energy trade have not been eliminated⁴⁴.

³⁷ U.S. Energy Information Administration - Annual Energy Review 2011, p. 8 <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/pdf/aer.pdf>.

³⁸ A. Inkpen, M. H. Moffett - *Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy and Finance*, PenWell, Tulsa, 2010, p. 303.

³⁹ Raport Urzędu Konkurencji i Konsumentów (Report from UOKiK – Polish OCCP): *Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce*, Warsaw, 2012, p. 9.

⁴⁰ A. Inkpen, M. H. Moffett, *op. cit.*, p. 303.

⁴¹ *Ibidem*.

⁴² K. Talus, K. Talus: *Vertical Natural Gas Transportation Capacity, Upstream Commodity Contracts and EU Competition Law*, Wolters Kluwer Law & Business, London 2011, p. 9.

⁴³ W.D. Walls: *Natural Gas and Electricity Markets*, in: J. Evans, L. Hunt (red.): *International Handbook on the Economics of Energy*, Edward Elgar, Cheltenham, 2010, p. 456.

⁴⁴ P. Bogdanowicz, *Interes Publiczny w Prawie Energetycznym Unii Europejskiej*, C.H. Beck, Warszawa, 2012, p. 161-162.

It has to do with the monopolistic structure of the energy (including: gas) markets and how the enterprises present in that market are construed. A natural monopoly is such that has its roots in the specifics of a particular industry branch⁴⁵. Basically, this is the case in the EU market for gas – the internal EU market has ‘inherited’ the structure of the gas market from the previous era – with gas companies being huge, dominant enterprises with enormous market leverage (a *settled* or *incumbent* monopolist). National competition authorities have pointed out the significant competitive advantage that these settled monopolies have on the market⁴⁶. Detrimental consequences stemming from high concentration of the market have also been underlined by the Commission.⁴⁷ Additionally, although these companies nowadays usually have the form of private-law partnerships, in many cases the Member States – either through ownership structure (holding stock in the company) or ‘golden actions’ may still have a significant say in the firm’s decision-making process (as is the case of PGNiG in Poland). In the environment of the Central and Eastern Europe, the gas network has until recently been state-owned.⁴⁸

Vertical structure of the distribution chain in the gas market

To follow up on the considerations from the first part of the paper regarding vertical restraints in general, the gas market is a complex one and the distribution channel consists of several stages before the final product (energy) reaches the consumer. It is indeed quite obvious, that the whole process – from exploration through distribution and storage up until gas reaches the final receiver – must require significant vertical coordination from all the actors it includes. The Polish Office for Competition and Consumer Protection in its report has suggested fragmentation of the supply chain in the gas sector into areas of exploration, storage, trade, foreign trade and distribution⁴⁹. Cameron, following the market analysis performed by the Commission in a number of decisions relating to the energy sector, points out to the division of the gas market into the following: exploration; development, production and sale; transmission through upstream gas pipelines or LNG ships; processing (upstream markets) and transmission (via high-pressure grids); distribution (via low-pressure grids) storage; trading and supply (downstream markets)⁵⁰. It is important to take note of the distinction between upstream and downstream markets – the earlier include all the activities until gas is sold to the wholesaler, while the latter – everything that happens afterwards, up until the product is delivered to the end user⁵¹. Some authors also distinguish midstream activities as involving storage and trading.⁵² Others, on the other hand include midstream activities in the downstream category⁵³. The division between upstream, midstream and downstream markets is essential since the competitive conditions on each of these levels are quite different.

The upstream contracts will typically be concluded between European importers and exploration companies usually based outside the EU (e.g. the Russian Gazprom), which are therefore

⁴⁵ W. Szpringer, *op. cit.*, p. 119.

⁴⁶ Report of the Polish OCCP, p. 36.

⁴⁷ Communication from the Commission – „*Making the internal energy market work*“, COM(2012) 663 Final, p. 3.

⁴⁸ Report of the Polish OCCP, p. 30.

⁴⁹ *Ibidem*, p. 9.

⁵⁰ P. D. Cameron, *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union 2nd edition*, Oxford University Press, Oxford 2007, p. 290.

⁵¹ *Ibidem*.

⁵² A. Inkpen, M. H. Moffett, *op. cit.*, p. 21.

⁵³ A. Verhelpen, *op. cit.*, p. 121.

also outside of the EU gas legislation. The Commission has underlined the role of long-term upstream gas contracts for the EU, especially since they contribute to the energy security of the Union by ensuring a proper amount of product supply⁵⁴. Similarly, the Polish OCCP has underscored the current benefits stemming from having a strong, dominant undertaking in the upstream market, because of the better position (leverage) that a single negotiator has in contact with the foreign suppliers (Gazprom)⁵⁵. Effectively, there is a kind of affirmation for less competition in the upstream markets than in the downstream ones. The current focus of the Commission is therefore to foster the competition in the downstream markets and not allow the situation from the upstream markets (little to no competition) to be ‘transplanted’ downstream owing to the vertical integration of monopolistic gas enterprises.

The conclusions stemming from the above brief observations are straightforward. Regardless of how we execute the vertical division of the market, there exists a complex link of activities that need to be completed before the gas imported to the EU or explored therein reaches the final consumer. The distribution chain is therefore characterized by a complex vertical structure. This complexity is of key importance for the competition dynamics of the market. The complex structure of the distribution chain leaves a lot of space for vertical integration of gas companies, especially given the historically strong position of monopolistic ‘national giants’ such as PGNiG in Poland. Up until the process of liberalization of the EU gas market came into life with full force, these huge national monopolies usually performed all the functions in the supply chain – from import (exploration) up until sales to end-consumers being the ‘jacks-of-all-trades’⁵⁶. To top it up, the economically (and politically) justified strong presence of the monopolists in the upstream markets gives them a strong incentive to use the advantage gained upstream in order to foreclose the market downstream. Authors⁵⁷ underline that in fact the high level of vertical integration was the Commission’s main concern in terms of energy markets. ‘The character of the market structure (of the gas market) is vertical’. With reference to the consideration from the first part of the paper, the ‘vertical character’ of the gas market and vertical integration of companies present therein gives them a strong position to exercise vertical dominance.

Network-bound character of the gas sector

With vertical complexity being the first characteristics of the gas market, one has to remark on its ‘network-bound’ character. It is widely recognized⁵⁸ that infrastructure necessary to conduct business (i.e. pipelines, grids, hubs, storage points) is of key importance in the gas sector. Any company willing to enter the market at any level of distribution chain is dependent on the access to the infrastructure to a significant extent. Regardless of who the receiver is, a firm’s input cannot reach him without access to network. Needless to say, the infrastructure is very costly to establish and maintain. One cannot argue with the opinion that - due to the costs - once the infrastructure has been established, it makes no economic sense to duplicate it. The sunk costs of the duplicated network would be enormous, there exists the risk of significant opposition due to environmental issues plus the established operator would still have significant advantage on the

⁵⁴ A. Verhelpen, *op. cit.*, p. 121.

⁵⁵ Report of the Polish OCCP, p. 17.

⁵⁶ Communication from the Commission – „*Making the internal energy market work*“, p. 12.

⁵⁷ A. Verhelpen, *op. cit.*, p. 126.

⁵⁸ M. Van Der Woude, *op. cit.*, p. 249.

market⁵⁹. Therefore, since duplication of the network is out of question, the only way to operate on the market is through the usage of existing network. It becomes clear that the competitive environment on the market ultimately will depend on who owns the infrastructure and how the access to it is regulated. One could argue that control of the network effectively means control of the whole market and the network itself may be viewed as a natural monopoly⁶⁰. Indeed, the gas sector is a classic example of the so-called: network monopoly in which infrastructure – “*essential facilities*” are indispensable to operate on the market⁶¹. Therefore, allowing the enterprise, which owns the network to act completely freely, would be detrimental to competition. Such an undertaking – in the EU usually a dominant, vertically integrated monopolist or quasi-monopolist – would be able to restrict access to network and thus exercise vertical dominance. Examples of violations of EU competition policy through vertical dominance – which are possible thanks to their ownership of the network – will be shown in the third and final part of this paper.

The conclusion is that several characteristics of the EU gas market – namely: its monopolistic structure, strong vertical integration of energy enterprises and network character which leave a lot of space for the energy enterprises to make use of vertical restraints either by exercising vertical dominance or by entering into vertical agreements detrimental to competition. Consequently, there is reasonable justification for the EU legislator to ‘step up’, go beyond the general rules of competition law and interfere with the ownership of the network in order to foster competition on the market. Without significant regulatory steps, achieving internal market in the energy sector would be impossible. This the rationale for implementing the rules relating to unbundling and third party access (as described later).

Legal regime for competition on the EU gas market

There are three elements, which have to be mentioned while discussing the characteristics of the gas sector in context of competition. Firstly, there exist specialised regulatory authorities (regulators) whose role is *inter alia* to foster competition on the market and protect consumers. In Poland, the competences of the National Regulatory Authority are held by the Chairman of the Office of Energy Regulation (Prezes Urzędu Regulacji Energetyki). Within the competences of the Chairman are among others: setting tariffs for gas and electricity, licencing energy enterprises and controlling access to energy networks⁶². The National Regulatory Authorities, according to the new EU legal regime have been given a wide array of independence and regulatory powers⁶³. Their aim is to regulate ‘for’ competition, in a sense that their actions should substitute competitive mechanisms until this is necessary. They play huge role in enforcement of competition law in the sector of energy.

Secondly, the EU legislation has implemented two institutions ‘hedging’ the market players from the power of vertically integrated undertakings – third party access (TPA) and unbundling. The current rules on unbundling and TPA in the gas sector are included in the recent

⁵⁹ K. Talus, *op. cit.*, p. 72.

⁶⁰ *Ibidem*.

⁶¹ W. Szpringer, *op. cit.*, p. 119.

⁶² For a full list of competences of the Chairman see Article 23 2) of the Polish Act on Energy Law (Ustawa Prawo Energetyczne - Dz. U. z 2012, poz. 1059 j.t.).

⁶³ P. Bogdanowicz, *op. cit.*, p. 183.

“third package” legislation – the Gas Directive⁶⁴ and the Gas Regulation⁶⁵. As per name they have been dubbed, these legal acts constitute a third – and so far the most courageous – step in the EU’s legislative action towards liberalization of the gas sector⁶⁶. With them, the EU aims to introduce internal market for energy until the end of 2014⁶⁷. In the next part of this paper I will briefly set out the rationale for unbundling and TPA and, without getting into too much of legal details, try to describe the current system.

Third party access and vertical restraints

The EU recognizes the three key obstacles to achieving a workable competition on the EU gas market – existence of monopolies, usually on national level, which influences limited exchange of product between MS’s, a huge role played by the infrastructure and the vertical character of the market⁶⁸. Assuring non-discriminatory access to gas network is among the key goals for regulators in the gas sector. Without that, the undertaking, which owns the network could create administrative or financial barriers for access or manipulate the network capacities⁶⁹. Accordingly, the legislative tools used in the gas directives thought as competitive ‘boost’ for the situation in the market aim at tackling these very problems. The first tool is the so-called ‘third party access’ – TPA. - The ‘third package’ contains provisions, which are aimed at securing access to the network to ‘third parties’, meaning the undertakings, which are not owners of the network.

For the purpose of the following considerations, it is necessary to explain the term of ‘system operator’. It is a legal term used in the EU legislation, which effectively means the enterprise, which owns the infrastructure. The Gas directive respectively defines ‘transmission’ as “the transport of natural gas through a network, which mainly contains high-pressure pipelines” and distribution – as: “the transport of natural gas through local or regional pipeline networks”. Accordingly, transmission system operator (TSO) and distribution system operator (DSO) are defined as entities “operating, ensuring the maintenance of, and, if necessary, developing the transmission system in a given area”. The directive’s aim is therefore to interpret the ‘systems’ broadly, so as to encompass the vast majority of pipeline infrastructure⁷⁰.

With respect to gas, the TPA rules have been described in Articles 32-38 of the Gas Directive. Per the description of Kalus, the Directive requires the third party access to be based on published and pre-approved tariffs, which should be applied in a transparent and non-discriminatory way⁷¹. In other words, the Member States are obliged to assure equal access to the gas network for interested third parties, based on objectively set prices. The Directive clearly states in Article 32, that “Member States shall ensure the implementation of a system of third party access to the transmission and distribution system, and LNG facilities based on published tariffs,

⁶⁴ Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC.

⁶⁵ Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005.

⁶⁶ For a historical review of the liberalization process in energy markets see: Bogdanowicz, *op. cit.*, p. 14-28.

⁶⁷ Communication, „Making the Internal Market work“, p. 2.

⁶⁸ See e.g.: Recitals (1) – (9) of the Gas Directive.

⁶⁹ P. Bogdanowicz, *op. cit.*, p. 177.

⁷⁰ A. Kotlowski – „Access Rights to European Energy Networks – A construction site revisited”, in: *EU Energy Law and Policy Issues, 2nd edition*, Euroconfidentiel, Brussels, 2010, p. 95.

⁷¹ T. Kalus, *op. cit.*, p. 89.

applicable to all eligible customers, including supply undertakings, and applied objectively and without discrimination between system users”.

Accordingly, there are limited situations in which the network operator can reject granting access to infrastructure to a third party. Per Article 35 of the Gas Directive: “Natural gas undertakings may refuse access to the system on the basis of lack of capacity or where the access to the system would prevent them from carrying out the public service obligations (...) which are assigned to them or on the basis of serious economic and financial difficulties with take- or-pay contracts (...). Duly substantiated reasons shall be given for any such a refusal.” Furthermore, the access refusal must be reasoned and where the third party is willing to contribute to the cost of necessary enhancement to the network system, the system operator must pursue the enhancement⁷².

Of course, the question, which immediately comes to mind is this: - What should be done if the existing infrastructure is not able to satisfy the needs of all the interested parties? If we apply a system, which allows the vertically integrated enterprise to use its leverage – e.g. a “first-come-first-served” approach in which the dominant enterprise will always have a ‘heads-up’ – a prior warning, then the third party access provisions will effectively be trumped⁷³. These issues are tackled in the Gas Directive jointly with the Gas Regulation with the Regulation dealing with more technical provisions. Availability of capacity in the network are central issues in context of the TPA rules and because of TPA’s importance for creation of the internal market for gas, they were legislated in a formally binding act – the Regulation⁷⁴. Without dwelling into the technical legal rules of the Regulation, the most simple statement that can be told with respect to the tariff and capacity regimes is following: It must be non-discriminatory, cost-effective, it shall facilitate trade and competition without restricting the market liquidity and allow the network users to separately book and pay for entry and exit capacity in the transmission network⁷⁵. Additionally, apart from granting access to the network, the system operator must provide the third parties with appropriate access services.⁷⁶ One may easily observe – and a more detailed research of the more detailed, technical rules confirms this basic conclusions – that the TPA rules have the goal of limiting the vertical market power of the dominant undertakings associated with the ownership of the infrastructure. They aim to prevent market foreclosure and ‘open up’ the market for new undertakings.

Unbundling and vertical restraints

The second legislative tool following the TPA rules is ‘unbundling’ - meaning the vertical ‘dismantling’ of integrated enterprises. - If we imagine the vertical distribution chain as a tower of blocks, the Commission’s rationale is to pick out several of these blocks, so that a dominant enterprise may no longer exercise vertical market power. These ‘blocks’ being picked out are associated with the network ownership – effectively the goal is firstly to provide legitimate third

⁷² *Ibidem*.

⁷³ E. Cabau, in: C. Jones(red.): *EU Energy Law, Vol. I – The Internal Energy Market, The Third Liberalization Package*, Claeys & Casteels, Brussels, 2010, p. 87.

⁷⁴ T. Kalus, *op. cit.*, p. 92.

⁷⁵ F. Gräper, in: C. Jones(red.): *EU Energy Law, Vol. I – The Internal Energy Market, The Third Liberalization Package*, Claeys & Casteels, Brussels, 2010, p. 362.

⁷⁶ Article 14 of the Gas Regulation, F. Gräper, *op. cit.*, p. 365.

party access to the network to all interested parties (through TPA) and secondly – to detach the network operator from the dominant, vertically integrated enterprise (through unbundling).

Unbundling of a vertically integrated company effectively means separation the activities associated with procurement of gas and its sales from distribution and transportation⁷⁷. Many authors underline that in view of the Commission, so far unbundling has not been very effective – legal and functional separation of the system operators has not sufficed in protecting the gas market from foreclosing it by vertically integrated companies⁷⁸. This position has been confirmed in recitals 6-8 of the current Gas Directive, where inadequacy of legal and functional unbundling has been underlined and full ownership unbundling has been indicated as an efficient tool of fostering competition. Therefore, the current stance under the Gas Directive is to encourage full divestiture of transmission system operators so that they are granted independence from the interest of vertically integrated companies⁷⁹. The Member States may choose one of several models of unbundling⁸⁰, but in general all of the models aim to secure independent management of the infrastructure relative to the decision making of the vertically integrated enterprise.

In conclusion, one may observe that the crucial issues with respect to vertical restraints have been recognized by the EU regulator. Regardless of their efficiency, the EU regulator has taken significant steps in order to limit the market leverage of the vertically integrated conglomerates, especially with relation to the ownership of the gas infrastructure, essential for doing business in the sector. Access to this infrastructure has been ‘opened up’ by third party access (TPA) and unbundling rules. Although much is still to be done, these provisions constitute the cornerstone of mechanisms fostering competition in the gas market.

Practical examples of anticompetitive conduct involving vertical restraints in the gas sector

The purpose of this part of this paper is to show examples of practical cases which prove first of all – the possible anticompetitive consequences of vertical restraints and secondly – the importance of this issue for the European Commission (which issued the decisions and effectively punished the companies for their anticompetitive conduct). I have chosen three recent decisions, all of them coming from the area of gas sector, in order to show the Commission’s rationale in line with the new regime of the ‘Third Package’. The selection was based on the choices and analytical research conducted by some of the authors included in the literature. Of course, it is not full and in no way does it aim to become a full-scale review of Commission decisions⁸¹.

Distrigas – restraints in gas supply contracts⁸²

As it was outlined, vertical agreements may contain vertical restraints harmful for competition. In the gas sector in particular, competition concerns may arise in case of long-term supply con-

⁷⁷ Bogdanowicz, *op. cit.*, p. 179.

⁷⁸ E. Cabau, *op. cit.*, p. 91.

⁷⁹ R. Piqueras Bautista – Vertical restraints and energy markets, in: J. Bellis, J.M. Beneyto (red.): *Reviewing Vertical Restraints in Europe: Reform, key issues and national enforcement*, Bruylant, Brussels 2012, p. 194.

⁸⁰ P. Bogdanowicz, *op. cit.*, p. 178.

⁸¹ For a review of Commission antitrust cases in the gas sector see e.g.: C.W. Jones, *EU Energy Law, Vol. II: EU Competition Law and Energy Markets*, P. D. Cameron – *Competition in Energy Markets*.

⁸² Case COMP/B-1/37966 - Distrigas.

tracts, which open the possibility to establish exclusivity relationship between the supplier and the buyer⁸³. In the case at hand, Distrigas had a dominant position on the market of gas supply to industrial consumers in Belgium (a market share between 55-65% according to the Decision). The Commission was concerned with the supply contracts between Distrigas and the buyers. Competition questions arose in terms of the buyers' ability to switch suppliers – there was a possibility that contracts entered into by Distrigas were effectively foreclosing the market for other suppliers⁸⁴.

In more detail, the Commission considered particular provisions of the contracts between Distrigas and its buyers. They included resale restrictions (although Distrigas retreated from using these restrictions and the Commission investigation did not focus on that aspect) and minimum purchase clauses, which obliged the consumers to buy a specified amount of gas in the future (the amount was not disclosed in the Decision). The Commission took the view that such a provision may effectively foreclose the market. With the obligation to buy a minimum amount of gas, only very large consumers were effectively able to be supplied by more than one supplier⁸⁵. Therefore, because of this fact and because of the duration of the contracts, the restraints amounted to de facto tying a significant portion of the market to Distrigas and prevented new entrants from making a competitive offering to the potential buyers. A significant segment of the Belgian gas market was not available to competition.

Accordingly, Distrigas undertook several commitments with the aim of decreasing the market share tied to its supply. The commitments included obligation of returning c.a. 70% of the gas supplied by Distrigas to the market (which effectively meant decrease of the market share tied to Distrigas to about 20% and allowed other undertakings to make a competitive offer). It also obliged to limit the duration of the supply contracts to a maximum of 5 years⁸⁶. The commitments were accepted by the Commission in its decision and concluded the investigation.

The GDF– vertical dominance and foreclosing capacity⁸⁷

GDF is a vertically integrated company, which holds a dominant position on the French market for supply and transportation of gas⁸⁸. The GDF case concerned alleged foreclosing of the market by GDF by way of overbooking capacity in the French network.

The company was accused of reserving too much capacity in the network. These reservations were an effect of historic contracts and have not been assigned to GDF on the basis of transparent proceedings. Consequently, the company's competition on the French gas market was prevented from booking capacity and exercising competitive pressure on GDF, despite high demand on capacity from third parties⁸⁹.

⁸³ L. Kjølbbye, in: C.W. Jones(red.) *EU Energy Law, Vol. II: EU Competition Law and Energy Markets*, Claeys & Casteels, Leuven, 2010, p. 231.

⁸⁴ Decision in the Case of Distrigas, p. 2.

⁸⁵ L. Kjølbbye, *op. cit.*, p. 236-237.

⁸⁶ *Ibidem*, p. 261-262.

⁸⁷ Commission Decision in Case COMP/39.316 – Gaz de France.

⁸⁸ Decision in GDF case, p. 7.

⁸⁹ *Ibidem*, p. 8.

Under the commitments decision, GDF was effectively obliged to release a big share of long-term reservations for gas import capacity with the aim of freeing the share of its own reservations to below 50% in 2014⁹⁰.

As indicated by Van Der Woude, a similar case concerned German company of E.ON Gas⁹¹ and it offered similar commitments, i.e. freeing a significant amount of capacity for its competition (lowering its reservation share for H-Gas below 50% by 2015).

The RWE case – capacity foreclosure and margin squeeze⁹²

RWE was holding a dominant position on the German market for transmission of gas and it was a vertically fully integrated enterprise. It was also performing the role of TSO.⁹³ There were two types of anti-competitive conduct which the Commission was concerned about. First of all, RWE was refusing to supply network capacity to its competitors. Chances for competitors to book capacity were reduced, because RWE has already booked most capacity for itself⁹⁴. The Commission found RWE to understate the amount of available capacity and also complained on the inefficient capacity management mechanism⁹⁵. The two actions led to RWE protecting its own profit and accordingly the company was found to violate the rules of EU competition.

Secondly, RWE was accused of the so-called margin squeeze. RWE set the transmission tariffs at an elevated level in order to squeeze the competitors' margins⁹⁶. The company set the transportation tariffs relatively high and on the other hand set its own gas tariffs low on the downstream market⁹⁷. The competitors had to purchase capacity for a steep price and then compete with RWE downstream on low-margins (hence, *margin squeeze*).

What distinguishes the RWE case are the commitments. RWE disagreed with the Commission on its findings, but it proactively obliged itself to sell the whole transportation network (over 4000 km of grid) it owns in Germany to a third party⁹⁸. One may observe that through investigative proceedings the Commission basically achieved ownership unbundling of a huge TSO.

ENI – refusal to supply access to infrastructure to third parties⁹⁹

ENI is an Italian company, which, according to the assessment of the Commission, holds a dominant position on the Italian market for supply and transport of gas. It is a state-owned, fully integrated gas company active on all stages of gas distribution chain.¹⁰⁰ In particular, ENI was assessed to have control of vast majority of the gas transportation network in Italy and to have booked substantial capacity in that network.

⁹⁰ M. Van Der Woude, *op. cit.*, p. 336, Decision in GDF Case, p. 14.

⁹¹ See: Decision in Case COMP/39.317 – E.ON Gas, M. Van Der Woude, *op. cit.*, p. 336.

⁹² Commission Decision in Case Case COMP/39.402 – RWE Gas Foreclosure.

⁹³ Decision in RWE case – p. 4.

⁹⁴ *Ibidem*, p. 7.

⁹⁵ *Ibidem*.

⁹⁶ Decision in RWE case, p. 9.

⁹⁷ M. Van Der Woude, *op. cit.*, p. 350.

⁹⁸ Decision in RWE case, p. 11.

⁹⁹ Commission Decision in Case COMP/39.315 – ENI.

¹⁰⁰ Decision in ENI Case, p. 4.

The Commission was concerned with ENI's practices regarding managing the access to transportation network. In the Commission's preliminary assessment: "*ENI may have foreclosed competition in the Italian gas supply markets by way of a refusal to supply gas transport services to third parties. This strategy may have been implemented by way of refusing to grant competitors access to capacity available on the transport network (capacity hoarding), granting access in an impractical manner (capacity degradation) and strategically limiting investment (strategic underinvestment) in ENI's international transmission pipelines*"¹⁰¹.

This preliminary assessment was confirmed in the Commission investigation. ENI was ruled *inter alia* to understate the amount of readily available capacity, refuse to offer capacity despite buyer demand and delay allocation of available capacity. The Commission also found that ENI was strategically underinvesting in development of the network despite strong, long-term demand in order to protect its own profit¹⁰².

ENI, despite disagreement with the assessment of the Commission, has obliged to make significant commitments including sale of the international transmission pipelines to an independent buyer, not connected with ENI. Additionally, ENI has to sell its international transmission business in Germany, Switzerland and Austria¹⁰³. In a manner quite similar to the RWE decision, through the proceedings, the Commission has achieved unbundling of a vertically integrated enterprise with operations established in several Member States

Conclusions

The purpose of this paper was to show the importance of vertical restraints in the EU gas sector and the opening of the regulated gas market through regulatory action. Firstly, I have shown different types of vertical restraints (vertical agreements and vertical dominance) and their influence for business. Indeed, vertical agreements in particular may lead to pro-competitive efficiency gains, however in general – the competitive effect of vertical restraints is mixed – it can be both positive and negative. These considerations have impact on the EU's approach to the issue of vertical restraints – vertical agreements are subject to a regime of competition law, which is a lot less stringent than the one for horizontal agreements. I have briefly guided the reader through the EU regime of vertical restraints and showed how the EU tries to manoeuvre between the inevitability of vertical agreements and their positive impact on business on one hand and the possible anti-competitive effects on the other. However, one must bear in mind that the negative effects of vertical restraints seem to be visible in particular in 'vulnerable' sectors – where competition is not fully working.

An example of such sector is the EU gas market. There are several characteristics which lead to conclusions that the competition in the gas sector is not yet fully functioning, despite the ambitious goals of the European Commission to implement the internal market for energy (including gas) by the end of 2014. As it was shown, the market dynamics in the gas sector are governed by peculiar character of gas as an energy product, the politics of the energy sector, presence of incumbent monopolists, strong vertical integration of companies in the gas sector and the importance of the infrastructure corresponding with the theory of 'essential facilities'.

¹⁰¹*Ibidem*, p. 12.

¹⁰²*Ibidem*, p. 15.

¹⁰³*Ibidem*, p. 16-17.

These are the reasons why the EU regulator has taken significant proactive steps in order to foster competition in the gas sector. To put it quite bluntly, this paper reaffirms the general stance taken by the literature, EU and Polish regulatory bodies – achieving working competition in the gas sector would be impossible without actions taken by the EU legislation and vertical restraints play a big role in ‘staggering’ the competitive forces. Accordingly, the EU has over two decades been piloting the liberalization process. Much of the legislation in the field of energy law rules may be described as antitrust rules specific to the energy sector.

Under current legal regime (the ‘Third Package’), at the helm of liberalization we have two legislative tools, which take account of the economics of the gas sector. Firstly, rules relating to third party access (TPA) aim to secure the position of third parties with respect to the accessibility of the network infrastructure. In other words – companies, which would like to enter the gas market should (barring exceptional circumstances) enjoy non-discriminatory access to the infrastructure managed by system operators. In doing so, they enjoy legal protection.

Secondly – unbundling is a process of separation the distribution and transport activities from the gas enterprise. In its current EU is trying to achieve full ownership unbundling – i.e. selling the infrastructure originally owned by vertically integrated companies to independent buyers. In its core, the goal of unbundling is to reinforce the TPA rules and improve the competitive environment in the sector.

To conclude, it is submitted that despite courageous legislative steps taken by the EU, the process of creating an internal market for energy in the EU is still far from complete. This stance is reaffirmed by a brief overview of a number of antitrust proceedings conducted against companies of the gas sector. From the overview of these decisions one may conclude that the EU approaches the topic of competition in the gas sector in general and vertical restraints in particular with seriousness and enforces the rules described in the paper with dedication. One may wonder what will happen in case that the internal energy market is not completed until 2014. From the development of the liberalization process it would seem that in such event the Commission would be willing to keep pressing on pro-competitive regulation in the energy sector and willing to take steps even more interfering with the ownership structure of vertically integrated enterprises.

Bibliography

Legislation:

- Commission Decision in Case COMP/39.315 – ENI –
- Commission Decision in Case Case COMP/39.402 – RWE Gas Foreclosure –
- Commission Decision in Case COMP/39.316 – Gaz de France -
- Commission Decision in Case COMP/39.317 – E.ON Gas -http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39317/39317_1942_3.pdf
- Commission Decision in Case COMP/B-1/37966 – Distrigas - http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/37966/37966_639_1.pdf
- Commission Notice on agreements of minor importance which do not appreciably restrict competition under Article 81(1) of the Treaty establishing the European Community (de minimis)
- Commission Regulation (EU) No 330/2010 of 20 April 2010 on the application of Article 101(3) of the Treaty on the Functioning of the European Union to categories of vertical agreements and concerted practices
- Commission Staff Working Paper Accompanying the Report on Competition Policy 2011, COM(2012) 253 Final http://ec.europa.eu/competition/publications/annual_report/2011/part2_en.pdf
- Communication from the Commission – Making the internal energy market work, COM(2012) 663 Final
- Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC
- European Commission Guidelines on Vertical Restraints – 2010/C 130/01
 - http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39315/39315_3019_9.pdf
 - http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39316/39316_2298_1.pdf
 - http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39402/39402_576_1.pdf
 - http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_iem_0663_en.pdf
- Polish Act on Energy Law (Ustawa Prawo Energetyczne - Dz. U. z 2012, poz. 1059 j.t.)
- Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005
- Regulation No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators
- Treaty on the Functioning of the European Union

Reports:

- Commission Staff Working Paper Accompanying the Report on Competition Policy 2011, COM(2012) 253 Final - http://ec.europa.eu/competition/publications/annual_report/2011/part2_en.pdf
- Communication from the Commission – „Making the internal energy market work“, COM(2012) 663 Final – <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0663:FIN:EN:PDF>

- Report from the Polish OCCP: Raport Urzędu Konkurencji i Konsumentów (UOKiK – OCCP): Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce, Warsaw, 2012 – <http://www.uokik.gov.pl/download.php?plik=1218>
- Report of the European Commission: Energy markets in 2011, Luxembourg 2012: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121217_energy_market_2011_lr_en.pdf
- U.S. Energy Information Administration - Annual Energy Review 2011 - <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/pdf/aer.pdf>

Subject literature:

- J. Bellis, J.M. Beneyto (red.): Reviewing Vertical Restraints in Europe: Reform, key issues and national enforcement, Bruylant, Brussels 2012
- S. Bishop, M. Walker – The Economics of EC Competition Law: Concepts, Application and Measurement 3rd Edition, Sweet & Maxwell, London, 2010
- P. Bogdanowicz, Interes Publiczny w Prawie Energetycznym Unii Europejskiej, C.H. Beck, Warszawa, 2012
- P. D. Cameron, Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union 2nd edition, Oxford University Press, Oxford 2007
- S. Colino, Vertical Agreements and Competition Law, Hart Publishing, Portland, 2010
- P. Craig, G. De Burca, EU Law – Text, Cases and Materials 5th Edition, Oxford University Press, Oxford, 2011
- B. Delvaux, M. Hunt, K. Talus (red): EU Energy Law and Policy Issues, 2nd edition, Euroconfidentiel, 2010
- J. Evans, L. Hunt (red.): International Handbook on the Economics of Energy, Edward Elgar, Cheltenham, 2010
- A. Inkpen, M. H. Moffett - Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy and Finance, PenWell, Tulsa, 2010
- C. Jones(red.): EU Energy Law, Vol. I – The Internal Energy Market, The Third Liberalization Package, Claeys & Casteels, Brussels, 2010
- C. W. Jones(red.), EU Energy Law, Vol. II: EU Competition Law and Energy Markets, Claeys & Casteels, Leuven, 2010
- W. Szpringer, Regulacja Konkurencji a Konkurencja Regulacyjna, Poltext, Warszawa 2010
- K. Talus: Vertical Natural Gas Transportation Capacity, Upstream Commodity Contracts and EU Competition Law, Wolters Kluwer Law & Business, London 2011
- H. Varian, Intermediate Microeconomics – A Modern Approach 8th Edition, W. W. Norton & Co, New York, 2010
- R. Whish, Competition Law 7th Edition, Oxford University Press, Oxford, 2012
- F. Wijckmans, F. Tuytschaever – Vertical Agreements in EU Competition Law 2nd Edition, Oxford University Press, Oxford, 2011

Abstracts

Katarzyna Negacz

Przyczyny i wybrane przykłady wdrożenia CSR w polskim sektorze energetycznym
Causes and examples of the implementation of CSR in the Polish energy sector

This article aims to identify the scope of CSR practices of energy sector companies located in the Poland and to analyze the reasons for these actions. Additional aim is to consider whether CSR actions required by law can still be regarded as corporate social responsibility and not just an obligation. The research method used in this article is case studies. The author decided for a selection based on the maximum diversity of cases which shows different extremes and dimensions.

Over the past decades companies from the energy sector in Poland have been subject to significant changes. Increasingly often, they met a minimum in the form of compliance with the law, and more and more engage in CSR actions in social aspect. Activities related to environmental protection are most often associated with the dissemination of information and knowledge on energy efficiency. Rarely companies take actions for the environment which would be linked to the reduction of emissions, but also increasing costs. Dialogue with stakeholders is developed by companies in the energy sector, as it reflects the company's reputation, and in consequence the actions of stakeholders, mainly employees and shareholders, as well as residents of surrounding areas immediately adjacent to the installations. CSR practices do not provide a direct answer to the challenges of energy companies. However, they create a possibility for common solutions that are beneficial for the environment, society and economy.

Dominika Czyż

Aukcjonowanie uprawnień do emisji CO₂
CO₂ Allowance Auctions

The EU Emissions Trading Scheme is a method to internalize externalities of carbon emissions. It is the first and the greatest cap-and-trade system in the whole world. The system forms the basis of European climate policy aiming at reducing the greenhouse gas emissions by 20% till 2020. In January 2013 began the third phase of the EU ETS. The dominant mechanism of allocation in this phase was auctioning of the emissions allowances, both on the primary and secondary market. In my article, with the use of a simplified economic model I analyzed the theoretical functioning of The EU Emissions Trading Scheme to conclude that the political decision of applying auctioning as a method of allocating the EUAs had been justified. Then, I compared the conclusions with the results of an economic experiment and empirical observations of price indexes on European stock market for emissions allowances. Instability of the market combined with volatility of prices was perceived as an obstacle to meet reduction targets. On the basis of conducted analysis I argued that the EU Emissions Trading Scheme is not an effective method to internalize externalities of carbon emissions

Hubert Pytliński

Duński rynek energii w odniesieniu do europejskiej polityki energetycznej

Danish energy market in relation to the European energy policy

Implementation of the European Union's energy policy stir controversies, especially in a new member states facing big challenges to modernise their energy sectors. Other side, there are such countries in European Union such as Denmark, which already few years before the deadline almost meet the goals of the European energy policy. Denmark belongs to the group of world leaders in generating energy from renewable energy sources, although in 70s, Denmark like almost all European countries depended on coal and oil. Such big change in Danish energy sector would not be possible without clever and well conducted energy policy.

The aim of the article is to analyse the Danish energy policy since 70s and changes in Danish energy sector, which took place under its influence. It is also confronted with guidelines of the European energy policy to estimate, how advanced is this Nordic country in its implementation.

At the beginning, there were presented history, shaping factors and guidelines of the Danish energy policy confronted with the energy policy of European Union. In further parts were analysed changes in Danish energy sector and their causes.

Marcin Krzemień

The impact of vertical restraints on competition in the EU gas market

The paper analyses the role of vertical restraints in the EU gas sector. The topic is essential in terms of creation of internal market for energy – especially given the importance energy policy has for the EU. Throughout the paper I explained the process of opening the European gas market to competition. A hypothesis – that the EU gas market is being 'opened up' for competition with regulatory action was tested. Firstly, I introduced the topic of vertical restraints and gave a brief theoretic analysis from an economic standpoint. Consequently, I presented an overview of the competitive dynamics in the EU gas sector. Special attention was given to the vertical character of the market and the role played by competitive restraints. Finally, using the European Commission case law, I showed types of anticompetitive behavior, which might be exercised by gas companies using their market power. My overall goal was to show the development of the competition on the EU gas market from an economic point of view and underline the importance of the vertical restraints in pursuing the creation of an internal market for gas.

Od Redakcji

Czasopismo opracowane i przygotowane przez Członków Studenckiego Koła Naukowego Finansów Międzynarodowych Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie. Aktualny numer, będący wydaniem po-konferencyjnym, powstał przy wsparciu członków Studenckiego Koła Naukowego Zrównoważonego Rozwoju oikos Warszawa.

Zespół redakcyjny niniejszego numeru:



Katarzyna Woźniak
redaktor naczelna

Absolwentka Filologii Polskiej (specjalność: edytorstwo) na Uniwersytecie Pedagogicznym i studentka I roku Finansów i Rachunkowości w Wyższej Szkole Zarządzania i Bankowości w Krakowie. Wiceprzewodnicząca ds. Projektów Międzynarodowych w oikos Warszawa, alumn SKNFM. Interesuje się historią sztuki, typografią i współczesną grafiką wydawniczą.



Dominika Czyż

Studentka I roku studiów magisterskich na kierunku Ekonomia (Szkoła Główna Handlowa) oraz II roku na Lingwistyce Stosowanej (Uniwersytet Warszawski). Przewodnicząca oikos Warszawa, członek Zarządu Studenckiego Biura Tłumaczeń UW, ambasador Schneider Electric. Interesuje się teorią gier, kulturą i sztuką średniowiecza. Pasjonatka podróży oraz pisarstwa.



Konrad Konarski

Student III roku Studium Licencjackiego SGH (Kierunek: Metody Ilościowe w Ekonomii i Systemy Informacyjne). Do jego naukowych zainteresowań należą m. in. polityka gospodarcza i zarządzanie projektami. W wolnych chwilach zaangażowany w działalność w organizacjach studenckich oraz sporty wodne. Członek SKN FM od października 2010 r. Mówi biegle po angielsku, komunikatywnie po niemiecku.

Osoby pragnące podzielić się z nami uwagami, komentarzami, a także zainteresowane możliwością publikacji na łamach "SPES" lub współpracą przy redakcji pisma prosimy o kontakt z Redakcją.

e-mail: spes@ises.edu.pl

www.skntfimpl/spes

Informacje dla Autorów

1. Artykuły prosimy wysyłać na adres spes@ises.edu.pl jako załączniki przygotowane w formacie .doc (Word 97-2003).
2. Artykuły mogą być napisane w języku polskim, angielskim (British Spelling) lub niemieckim.
3. Autorzy zobowiązują się, że prawa autorskie do nadsyłanych tekstów będą wynikiem ich indywidualnej pracy twórczej oraz że teksty nie będą naruszały jakichkolwiek praw osób trzecich.
4. Tekst powinien być napisany czcionką Times New Roman (12 pkt).
5. Tabele i wykresy muszą być monochromatyczne i powinny być obiektami MS Office.
6. Tytuły i śródtytuły w tekście powinny być możliwie krótkie.
7. Wszystkie wzory i formuły matematyczne muszą być zapisane jako obiekty Microsoft Equation.
8. Tabele, wykresy i wzory muszą zachowywać ciągłą numerację w obrębie całego tekstu.
9. Odwołania do innych prac należy umieszczać w przypisie, zgodnie z podanym przykładem:

[...] W przypadku volume quotation system to aprecjacja powoduje wzrost kursu walutowego – za jednostkę aprecjonowanej waluty możemy teraz kupić więcej jednostek walut obcych³.

³ Gandolfo G., *International Finance and Open-economy Macroeconomics*, Berlin 2002, s. 7-8.

10. Odwołania do źródeł internetowych, podobnie jak do wydawnictw drukowanych, powinny znajdować się w przypisie, zgodnie z podanym przykładem:

Góra M., Chłóń-Domińczak A., Bukowski M., *Gaszenie pożaru benzyną*, „Dziennik.pl”, 2 grudnia 2009 r. [dostęp: 7 września 2010 r.], <http://wiadomosci.dziennik.pl/opinie/artykuly/103877,gaszenie-pozaru-benzyna.html>.

11. Na końcu artykułu powinna znaleźć się uporządkowana alfabetycznie lista cytowanych w tekście źródeł bibliograficznych, zgodnie z podanym przykładem:

Bibliografia:

- Bessonova E., Kozlov K., Yudaeva K., *Trade liberalization, Foreign Direct Investment, and Productivity of Russian Firms*, wrzesień 2003,
- Budnikowski A., *Międzynarodowe stosunki gospodarcze*, Warszawa 2003,
- Ehlers K., *Russland in die WTO: Durchbruch oder Einbruch* [w:] „Eurasisches Magazin“, styczeń 2007.

12. Redakcja zastrzega sobie prawo do korekty językowej oraz stylistycznej nadesłanych artykułów.

