PERSPEKTYWY INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ

Andrzej SZABLEWSKI*
Ireneusz WESOŁOWSKI**

Podsektor wytwarzania energii elektrycznej wobec akcesji do UE

1. Tezy i cel opracowania

Zbliżający się termin naszej akcesji do UE rodzi ważne pytania związane ze stopniem przygotowania krajowego sektora elektroenergetycznego do konkurencji na europejskim rynku energii elektrycznej. Uruchomiony Dyrektywą Elektroenergetyczną¹ i wyraźnie przyspieszony ostatnio proces tworzenia jednolitego, europejskiego rynku energii elektrycznej² w sposób oczywisty będzie wymagał również i od nas włączenia się w ten proces. Trzeba pamiętać, że najsilniej skutki zaostrzającej się konkurencji w sektorze elektroenergetycznym będzie odczuwał podsektor wytwarzania³ i tutaj też rysują się najpoważniejsze, zwłaszcza w odniesieniu do Polski, wyzwania pod adresem władz, co do określenia właściwej polityki wprowadzania konkurencji, zwłaszcza jeśli weźmiemy pod uwagę, że akcesja wymusza likwidację istniejącego dotąd skutecznego systemu ochrony krajowych wytwórców przed konkurencją importową. Powstaje więc zasadnicze pytanie: czy istniejący w kraju potencjał wytwórczy jest konkurencyjny wobec wytwórców z innych krajów członkowskich, a jeśli nie, to czy i jakie należy podjąć działania, aby poprawić jego konkurencyjność w stosunku do unijnych wytwórców?

Zanim podejmiemy próbę odpowiedzi na to pytanie warto na wstępie podkreślić powszechność stosowania przez kraje członkowskie różnego rodzaju mechanizmów ochronnych krajowych przedsiębiorstw wytwórczych w pierw-

* Andrzej Szablewski jest pracownikiem naukowym Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN w Warszawie.

** Ireneusz Wesołowski jest dyrektorem Elektrowni Opole.

¹ Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z dnia 19 grudnia 1996 *W sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej*.

² Świadczą o tym postanowienia tegorocznego szczytu UE w Barcelonie. Od 2004 roku wszyscy odbiorcy, z wyjątkiem gospodarstw domowych mają uzyskać swobodę wyboru dostawcy energii elektrycznej, co oznacza, że faktycznej liberalizacji ulegnie 70% rynku energii, i to tej części rynku, o którą w pierwszym okresie liberalizacji toczy się najostrzejsza rywalizacja.

³ Urynkowanie sektora elektroenergetycznego prowadzi do rozbicia jego monolitycznej dotąd struktury i wyodrębniania się czterech rodzajów działalności (podsektorów) – wytwarzania energii elektrycznej, przesyłu, dystrybucji i obrotu, w ramach którego można dalej wyodrębnić obrót hurtowy i detaliczny (czyli dostawy dla małych, końcowych odbiorców energii elektrycznej).

szym okresie tworzenia europejskiego rynku energii elektrycznej.⁴ Podstawową przesłanką ich wprowadzania jest dążenie do ułatwienia krajowym wytwórcom dostosowanie się do konkurencyjnego rynku, a bezpośrednim powodem uzasadniającym uciekanie się w pierwszym okresie liberalizacji do nierynkowych rozwiązań jest występowanie tzw. kosztów osieroconych (*stranded costs*)⁵. Co więcej, stosowanie tych rozwiązań dopuszcza pod pewnymi warunkami art. 24 Dyrektywy Elektroenergetycznej. Wynika stąd, że kraj, który nie podejmie odpowiednich działań w stosunku do swoich przedsiębiorstw, naraża je na nierówną pozycję startową w procesie konkurencji na tak dużym i wymagającym rynku.

Ten stan nierówności może jeszcze bardziej ulec pogłębieniu w przypadku międzynarodowej niekonkurencyjności krajowego potencjału wytwórczego. Fakt ten wzmacniać może argumentację za stosowaniem mechanizmów ochronnych w pierwszym okresie wprowadzania konkurencji tak, aby krajowym wytwórcom stworzyć szansę poprawy ich pozycji konkurencyjnej. Pytanie o zasadność stosowania tego rodzaju mechanizmów musi nie tylko uwzględniać koszty i korzyści dla gospodarki wynikające z nieuchronnej, w przypadku braku takiej czasowej protekcji, redukcji nieefektywnego krajowego potencjału wytwarzania, ale także implikacje redukcji w zakresie realizacji kluczowego celu polityki energetycznej, jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.⁶ Trzeba bowiem odpowiedzieć na pytanie, czy wyraźnie zaznaczonym elementem tego bezpieczeństwa nie powinien być wymóg utrzymania w kraju, po wstąpieniu do Unii Europejskiej, znaczącego podsektora wytwarzania energii elektrycznej?

W toczącej się ostatnio debacie nad stanem krajowego podsektora wytwarzania energii elektrycznej i wynikających stąd zadaniach dla polityki państwa dominują dwa, naszym zdaniem nieuprawnione założenia.⁷ Po pierwsze, że w rezultacie przeprowadzonego w ostatnich latach, kosztownego programu inwestycji modernizacyjnych, krajowy podsektor wytwarzania uzyskał niezbędny poziom konkurencyjności w wymiarze technicznym, ekonomicznym i ekologicznym. Po drugie, że w związku z mniejszym niż prognozowano zapotrzebowaniem na energię elektryczną posiadamy obecnie nadwyżkę mocy w krajowym potencjale wytwórczym sięgająca 40%, a więc znacznie wyższą niż wymagane w tym zakresie standardy rezerwy mocy. Konsekwencją tych założeń

⁴ O mechanizmach tych piszemy szerzej w: [Szablewski, Wesołowski, 2002].

⁵ Szerzej o pojęciu i różnych rodzajach kosztów osieroconych w: [Wesołowski, 2000].

⁶ Szerzej o tym piszemy w opracowaniu pt. *Liberalizacja a procesy inwestycyjne z perspektywy wyzwań stojących przed polskim sektorem wytwarzania (przypadek Elektrowni Opole)*, które prezentowane było na seminarium INE PAN w maju 2002 roku. Tekst opracowania dostępny jest w bibliotece INE PAN.

⁷ Odnosimy się tu przede wszystkim do ustaleń zawartych w Dokumentie Rządowym przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 2 kwietnia 2002 r. pt. *Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku* oraz dwóch z czterech załączników, a mianowicie Zał. Nr 2. pt. *Sektor Energii – członkostwo w Unii Europejskiej* oraz Zał. Nr 4 *Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez rząd w tym zakresie*.

jest rekomendowanie polityce gospodarczej daleko idących ograniczeń aktywności inwestycyjnej, zwłaszcza jeśli chodzi o rozbudowę nowych mocy.

Chcemy w związku z tym sformułować i pokrótce rozwinąć trzy tezy. Po pierwsze, przyjęta w połowie lat 90. strategia dużych i kosztownych inwestycji modernizacyjnych w źródła wybudowane w latach w 60. i 70. nie doprowadziła do uzyskania przez krajowy podsektor wytwarzania zdolności do sprostanienia konkurencji unijnych dostawców z chwilą otwarcia rynku lub naszej akcesji. Po drugie, odzyskanie tej zdolności wymaga podjęcia inwestycji w nowe, oparte na nowoczesnej i konkurencyjnej na zliberalizowanym rynku technologii, źródła wytwarzania. Po trzecie, nieinwestycyjny charakter krajowego rynku (zbyt niskie ceny energii elektrycznej uniemożliwiają podejmowanie komercyjnych inwestycji) oraz ogromny nawis kosztów finansowych wymagają stworzenia przez państwo mechanizmów, które z jednej strony chroniłyby przejściowo, niektórych perspektywicznych, biorąc pod uwagę ich potencjał konkurencyjności, wytwórców, z drugiej zaś tworzyły warunki do podejmowania w kraju na warunkach komercyjnych inwestycji w nowe, spełniające kryteria konkurencyjności, źródła energii.

W tym kontekście widzieć należy zasadniczy cel artykułu. Jest nim zarysowanie koncepcji mechanizmu, łączącego elementy przejściowej protekcji ze stymulowaniem inwestycji podnoszących potencjał konkurencyjny krajowego podsektora wytwarzania, który po pierwsze, uwzględniałby uwarunkowania krajowego rynku wytwarzania energii elektrycznej, po drugie, umożliwiałby uruchomienie konkurencji i w ten sposób chronił odbiorców przed nadmiernymi kosztami jego działania i po trzecie, spełniałby rygorystycznie egzekwowane przez Komisję Europejską wymagania Dyrektywy Elektroenergetycznej.

Prezentowana tu analiza oraz rekomendacje, które naszym zdaniem winny być uwzględnione w toku dalszych prac nad kształtowaniem szczegółowej koncepcji polityki państwa wobec krajowego sektora elektroenergetycznego, stanowią podsumowanie badań, jakie wykonaliśmy w ramach projektu dotyczącego teoretycznych i praktycznych aspektów realizacji inwestycji elektroenergetycznych w okresie transformacji od rynku regulowanego do konkurencyjnego, przeprowadzonych w Instytucie Nauk Ekonomicznych PAN.⁸

2. Niekonkurencyjność krajowego podsektora wytwarzania

Ocena rzeczywistego poziomu konkurencyjności ma kluczowe znaczenie dla sformułowania skutecznej strategii przygotowań do członkostwa w UE w odniesieniu do sektora podsektora wytwarzania energii elektrycznej. Jak wspomnieliśmy wyżej u podstaw myślenia o implikacjach akcesji dla krajowych wytwórców i wynikających stąd wnioskach dla polityki energetycznej leży za-

⁸ Chodzi o projekt pt. *Strategia dokończenia budowy Elektrowni Opolo*, zwany dalej Projektem PAN, który w roku 2001 zrealizowany został wraz z Krajową Agencją Poszanowania Energii.

łożenie, że w wyniku szeroko zakrojonych programów inwestycji modernizacyjnych podsektor jest przygotowany do sprostania konkurencji na rynku europejskim, a fakt znaczącej, bo sięgającej 40% nadwyżki mocy uzasadnia restrykcyjną politykę państwa wobec inwestycji rozwojowych – budowy nowoczesnych źródeł wytwarzania. Nasze badania nie potwierdzają jednak tej pozytywnej oceny stanu konkurencyjności krajowego potencjału.⁹ O zły kondycji tego podsektora decyduje kilka elementów, w tym przede wszystkim niska sprawność wytwarzania i efektywność kosztowa oraz niezdolność do spełnienia nowych wymagań UE w zakresie ochrony środowiska. Są one wynikiem przestarzałej technologii i złego stanu technicznego krajowego potencjału wytwórczego.

2.1. Sprawność wytwarzania

O narastającej przewadze w tym względzie unijnych konkurentów świadczy fakt, że sprawność wytwarzania polskich elektrowni systemowych jest zdecydowanie niższa. Analiza przeprowadzona w odniesieniu do 19 polskich elektrowni systemowych, które posiadały na koniec 2000 roku 24 488 MW mocy zainstalowanej (tj. 76% mocy ogółem) wykazuje, że tylko 1450 MW zainstalowanych w Elektrowni Opole pracuje ze sprawnością netto wyższą niż 36%. Przeważająca część źródeł wytwórczych pracuje ze sprawnością w przedziale 30-36%, a 1195 MW nawet ze sprawnością niższą niż 30%. Tymczasem w krajach Unii Europejskiej dla nowo budowanych bloków opalanych węglem brunatnym i kamiennym przyjmowano w drugiej połowie lat 90. minimalne wymagania sprawności netto w kondensacji odpowiednio 42% i 43%. Co więcej, odnotowane w nowych blokach węglowych wyniki eksploatacyjne wskazują na sprawność sięgającą nawet 48%, a w przypadku bloków gazowo-parowych, mieszczącą się w przedziale od 52 do 58%.

Jeśli za punkt odniesienia uznamy sprawność brutto to okazuje się, że krajowy potencjał ma ją o 8,8% niższą od średniej sprawności wszystkich bloków ciepłych krajów 15-ki. Warto wiedzieć, że sprawność 19 krajowych elektrowni systemowych w roku 1999 osiągnęła 38,0% i nawet nie przekroczyła średniej sprawności brutto osiągniętej już w 1985 roku przez elektrownie w krajach UE. Od tego czasu poziom sprawności wzrósł tam z 38% do 45,7% w 1999 roku (wykres 2.1). Warto zaznaczyć, że te niewielkie, jak by się wydawało, procentowe różnice w sprawności wytwarzania generują znaczące różnice w poziomie kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Wzrost o 18 % sprawności netto wytwarzania w elektrowni węglowej powoduje w tych samych warunkach cenowych paliwa spadek kosztów wytwarzania energii elektrycznej aż o ponad 37% (wykres 2.2).

⁹ Badania te zostały wykonane w ramach Projektu PAN w części wykonanej przez Krajową Agencję Poszanowania Energii S.A. pt. *Analiza potencjału krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej*.

Wykres 2.1

Porównanie sprawności wytwarzania brutto bloków energetycznych w UE i Polsce

Wykres 2.2

Relacja kosztów wytwarzania energii elektrycznej elektrowni węglowej w zależności od jej sprawności netto w kondensacji

Na szczególną uwagę, ze względu na bezpośrednie zagrożenie konkurencyjne, zasługują zakrojone na szeroką skalę działania modernizacyjne elektroenergetyki, podjęte na terenach byłej NRD. Obejmowały one po pierwsze, wycofanie z eksploatacji wszystkich bloków 200 MW i mniejszych o łącznej mocy 8 600 MW; dotyczyło to wielu bloków 200 MW pochodzących z lat 70., tj. takich samych, jak pracują u nas np. w Jaworznie III czy Rybniku. Po drugie, tylko w pozostałych starych blokach o łącznej mocy 4 000 MW dobudowano instalacje mokrego odsiarczania spalin, po trzecie, wybudowano 3 600 MW nowych bloków o sprawnościach netto rzędu 41–45%. W wyniku tych działań podniesiono średnią sprawność elektrowni powyżej 40% oraz drastycznie obniżono emisję pyłów i gazów (pył o ok. 98%, SO₂ o ok. 91%, NO_x o ok. 60%, CO₂ o ok. 30%).

W Polsce średnia sprawność netto naszych elektrowni systemowych w 1998 roku wynosiła 34,1%.

Należy także zauważyć, że dwa największe energetyczne koncerny niemieckie, RWE i E.ON, planują kontynuowanie wymiany parku wytwórczego. Co istotne, poza dążeniem do dalszego, znaczącego podniesienia technicznej sprawności i kosztowej efektywności potencjału wytwórczego, inwestycje te uzasadniane są także względami społecznymi (podtrzymanie zatrudnienia w krajowym sektorze wydobywczym) i strategicznymi (ograniczenie uzależnienia energetycznego kraju).

2.2. Efektywność kosztowa

Efektywność kosztowa staje się głównym kryterium konkurencyjności wytwórców. Trzeba bowiem pamiętać, że ze względu na stosunkowo łatwą możliwość spełnienia przez dostawców wymagań w zakresie jakości i warunków dostawy, zasadniczą płaszczyzną konkurencji na rynku energii elektrycznej jest konkurencja cenowa a więc i kosztowa między wytwórcami. Należy tu jednak dodać, że ważnymi ograniczeniami dla tej konkurencji są nie omawiane tutaj czynniki związane z wąskimi gardłami wywołanymi przepustowością sieci oraz innymi, specyficznymi cechami rynku energii elektrycznej, które manifestują się w łatwości uzyskiwania przez wytwórców posiadających stosunkowo niewielkim udział w rynku pozycji monopolisty wyznaczającego ceny na rynku konkurencyjnym.¹⁰

Głównymi składnikami kosztów zmiennych wytwarzania są: koszty paliwa, koszty paliwa pomocniczego (mazutu), koszty transportu paliwa, koszty opłat środowiskowych, koszty pozostałych materiałów do produkcji (sorbentów dla instalacji odsiarczania spalin czy chemikaliów itp.) oraz koszty energii zużytej do produkcji. Dominującym kosztem przekraczającym często 80% to koszty zakupu paliwa podstawowego – węgla kamiennego czy brunatnego. Zatem wysokość kosztów zmiennych z dość dużym przybliżeniem obrazuje z jednej strony poziom kosztów paliwa z drugiej efektywność techniczną (sprawność wytwarzania energii elektrycznej).

Szczegółowe porównania kosztów zmiennych wytwarzania (wykres 2.3) krajowych podmiotów kwestionują formułowany dosyć powszechnie pogląd o niższych kosztach wytwarzania w elektrowniach na węglu brunatnym w stosunku do elektrowni na węglu kamiennym. Otóż w warunkach polskich pogląd ten jest prawdziwy wyłącznie w odniesieniu do Elektrowni Bełchatów. Koszty zmienne większości krajowych elektrowni mieszczą się w granicach od 60 do 80 (84) zł/MWh na poziomie cen z roku 2000. Z punktu widzenia rynku konkurencyjnego 25% różnica kosztów to bardzo znaczący czynnik wyznaczający poziom konkurencyjności poszczególnych wytwórców.

¹⁰ Kwestia ta szerzej omawiana jest w kontekście analizy przyczyn kryzysu kalifornijskiego przez [Borenstein, 2002].

Wykres 2.3
Średnie ceny i koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej roku 2000

Na podkreślenie zasługuje bardzo niski koszt zmienny wytwarzania energii elektrycznej w Elektrowni Opole, który w roku 2000 uzyskał poziom cenowy identyczny z Elektrownią Pątnów (węgiel brunatny). Niższy koszt zmienny spośród 19 elektrowni systemowych od Elektrowni Opole ma tylko Elektrownia Bełchatów jednakże różnica w kosztach to zaledwie ok. 13 zł/MWh. Niskie koszty Elektrowni Opole i Elektrowni Bełchatów potwierdzają tezę, że konkurencyjność kosztowa wiąże się ze stopniem nowoczesności stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej, a to z kolei wiąże się z wiekiem elektrowni. Zainstalowane w obu elektrowniach bloki 360MW posiadające najlepsze parametry eksploatacyjne, wybudowane zostały jako ostatnie w polskim systemie elektroenergetycznym.

Uwagę zwraca rozbieżność uzyskanych przez elektrownie cen za energię elektryczną. Najwyższe ceny jednoskładnikowe¹¹ energii elektrycznej uzyskały Elektrownie Opole, Turów i Jaworzno III. Wysokie ceny tych elektrowni na poziomie 160–190 zł/MWh spowodowane są głównie kosztami stałymi w tym kosztami finansowymi poniesionych inwestycji w ostatnich latach. W przypadku Elektrowni Turów jest to modernizacja (wymiana bloków na nowe), Elektrowni Jaworzno III wybudowanie mokrej instalacji odsiarczania spalin, Elektrowni Opole nowych bloków przekazanych do eksploatacji w latach 1993–1998. Również i wielu innych elektrowniach na wysoki poziom cen wpływa znaczący udział kosztów finansowych związanych, podobnie jak w przypadku Elektrowni Turów, z koniecznością spłaty kredytów na inwestycje modernizacyjne.

Aby ocenić rzeczywistą zdolność konkurencyjną w aspekcie kosztowo-cenowym krajowych wytwórców trzeba uwzględnić poziom cen uzyskiwanych przez unijnych wytwórców. Dla celów porównawczych wybraliśmy ceny z rynku niemieckiego, który jest nie tylko najbliższy geograficznie, ale

¹¹ Ceny średnie wyznaczone jako iloraz wielkości przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej do wolumenu sprzedaży.

także dlatego, że potencjał tego kraju również opiera się w dużym stopniu na energetyce węglowej. Osiągane tam przez elektrownie ceny sprzedaży energii elektrycznej wahają się w przedziale od 60–70 zł/MWh. Ceny te uwzględniają koszty zmienne oraz koszty eksploatacji i remontów. Z porównania tego wyłania się pesymistyczny obraz skutków dopuszczenia do konfrontacji rynkowej krajowych i niemieckich elektrowni. Obraz ten należy jednak uzupełnić kluczową z punktu widzenia celu tego opracowania uwagą dotyczącą stosowanych w Niemczech i innych krajach mechanizmów ochronnych krajowych wytwórców. Mechanizmy te pozwalają wyłączyć z podstawy kosztowej kształtującej ceny dla wytwórców znaczącą część ponoszonych przez nich kosztów i umożliwić ich odzyskanie poprzez specjalnie w tym celu stworzenie mechanizmu przepływu środków finansowych w obrębie sektora elektroenergetycznego. Do kwestii tej wrócimy w dalszej części artykułu

2.3. Ekologia

Zauważmy na wstępie, że podjęty w połowie lat 90., w oparciu o instytucję kontraktów długoterminowych, bardzo szeroki i kosztowny program inwestycji modernizacyjnych podyktowany był dążeniem do zminimalizowania szkodliwego wpływu na środowisko krajowych elektrowni i osiągnięcia poziomu ekologicznej czystości wytwarzanej w kraju energii elektrycznej odpowiadającej odpowiednim standardom UE. Powstaje więc uzasadnione pytanie, czy program ten przyczynił się do realizacji tych celów. Przeprowadzona przez nas analiza różnych aspektów zanieczyszczeń generowanych przez krajowe elektrownie wskazuje, że tylko niewielka ilość bloków zainstalowanych w krajowych elektrowniach systemowych jest w stanie sprostać standardom ochrony środowiska przyjętym w Unii Europejskiej.

Analiza rozkładu stężeń dwutlenku siarki na tle skumulowanej mocy zainstalowanej w poszczególnych elektrowniach wskazuje, że tylko 7845 MW zainstalowanej mocy osiąga wskaźnik emisji poniżej 400 mg/Nm^3 w spaliniach, tj. wielkość traktowaną jako minimum wymogów dla tej mocy urządzeń w energetyce unijnej. Wielkości te uzyskiwane są z bloków energetycznych wyposażonych w instalacje odsiarczania spalin metodą mokrą i kotły fluidalne (wykres 2.4). Z kolei dane dotyczące rozkładu stężeń tlenków azotu na tle skumulowanej mocy zainstalowanej w poszczególnych elektrowniach wykazują, że jeszcze w około 3000 MW zainstalowanej mocy są przekroczone dopuszczalne wielkości emisji tlenków azotu (wykres 2.5). W przypadku tego zanieczyszczenia normy polskie (460 mg/Nm^3 dla nowych bloków) są ostrzejsze niż standardy wynikające z Dyrektywy 88/609 (650 mg/Nm^3), choć łagodniejsze od norm obowiązujących w większości krajów europejskich. Analiza rozkładu stężeń pyłów na tle skumulowanej mocy zainstalowanej w poszczególnych elektrowniach wykazuje, że standardy unijne (50 mg/Nm^3 suchych spalin przy zawartości 6% tlenu) spełnia zaledwie około 7400 MW zainstalowanej mocy (wykres 2.6).

Wykres 2.4.

Wykres uporządkowany mocy zainstalowanej elektrowni zawodowych o średniorocznej emisji dwutlenku siarki mniejszym od wartości na osi odciętych (dane z 1000 roku)

Wykres 2.5

Wykres uporządkowany mocy zainstalowanej elektrowni zawodowych o średniorocznej emisji tlenków azotu mniejszym od wartości na osi odciętych (dane z 1999 roku)

Wykres 2.6

Wykres uporządkowany mocy zainstalowanej elektrowni zawodowych o średniorocznej emisji pyłu mniejszej od wartości na osi odciętych (dane z 1999 roku)

Nowa Dyrektywa¹² Unii Europejskiej po raz pierwszy wprowadza zróżnicowany podział obiektów i kryterium wycofania¹³ źródła wytwórczego z eksploatacji. Dopuszczalne wielkości emisji w tej Dyrektywie są zależne od terminów uzyskania pozwolenia na budowę, mocy cieplnej obiektu, oraz od rodzaju paliwa. **Obiekty najnowsze** powinny po uruchomieniu spełniać bardzo ostre kryteria emisji. Dopuszczalna wielkość emisji dla obiektów o nominalnej mocy cieplnej powyżej 100MWt, opalanych paliwami stałymi, wynosi: dwutlenek siarki: 200 mg/Nm³; tlenki azotu: 200 mg/Nm³; pył: 30 mg/Nm³. Obiekty „nowe” i „istniejące” o mocy cieplnej powyżej 500 MWt, opalane paliwami stałymi, a więc takie jak wszystkie obiekty polskiej energetyki zawodowej powinny spełniać następujące kryteria emisji: dwutlenek siarki: 400 mg/Nm³; tlenki azotu: 500 mg/Nm³; pył: 50 mg/Nm³. Wnioski, jakie wynikają z analizy poszczególnych przepisów tej dyrektywy wskazują, że wymagania prawne, jakie obowiązywać będą w państwach Unii Europejskiej będą trudne do spełnienia przez znaczną część polskich obiektów energetycznych.

Wstępnie ocenia się, że obecnie żadna z elektrowni zawodowych poza Elektrownią Opolo oraz wiele elektrociepłowni i ciepłowni nie spełnia wymagań Nowej Dyrektywy. Dla dotrzymania standardów emisji i utrzymania krajowego potencjału możliwe są dwie drogi: modernizacja istniejących obiektów (nie zawsze efektywna) lub budowa nowych efektywnych wyposażonych w urządzenia ochronne źródeł wytwarzania.

Podjęte w latach 1993–1998 zobowiązania w ramach kontraktów długoterminowych miały w swej istocie zmodernizować źródła wytwórcze w zakresie ochrony środowiska. Analizując postanowienia Nowej Dyrektywy można postawić tezę o niewłaściwej alokacji środków przeznaczonych w latach 1995–2005 na zakończone i jeszcze realizowane modernizacje technologiczne i środowi-

¹² Dyrektywa 2001/80/CE Parlamentu Europejskiego i Rady Europy z dnia 23 października 2001 roku w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania paliw. Zastąpiła ona poprzednią Dyrektywę 88/609/EWG z 24 listopada 1988 roku pod tą samą nazwą. Nowa Dyrektywa, obok dwóch już istniejących kategorii obiektów wyodrębnionych pod względem terminu uzyskania pozwolenia na budowę („nowych” i „istniejących”) wprowadza trzecią. Dzięki temu ostateczny podział przedstawia się następująco:

„**istniejący obiekt**”: dowolny obiekt energetycznego spalania paliw, na którego budowę udzielono pozwolenia po raz pierwszy, lub, jeżeli taka procedura nie obowiązuje, na którego użytkowanie udzielono pozwolenia przed dniem 1 lipca 1987 roku;

„**nowy obiekt**”: dowolny obiekt energetycznego spalania paliw, na którego budowę udzielono pozwolenia po raz pierwszy, lub, jeżeli taka procedura nie obowiązuje, na którego użytkowanie udzielono pozwolenia po raz pierwszy w dniu 1 lipca 1987 roku lub później;

„**obiekt najnowszy**”: „nowy obiekt” na którego budowę udzielono pozwolenia, lub, jeżeli taka procedura nie obowiązuje, na którego użytkowanie udzielono pozwolenia po 27 listopada 2002 roku.

¹³ Dyrektywa dopuszcza, by obiekty „istniejące” do roku 2008 miały dopuszczalne normy emisji na dotychczasowym poziomie, ale po tym terminie muszą spełniać normy jak dla obiektów nowych. Dyrektywa przewiduje możliwość odstępstwa od rygorów nowych przepisów (art. 4.4), ale pod warunkiem, złożenia najpóźniej do 30 czerwca 2004 roku deklaracji o definitywnym zakończeniu pracy obiektu przed 31 grudnia 2015 roku.

skowe w ramach kontraktów długoterminowych. Według autorów raportu¹⁴ duża część środków (32 mld PLN w cenach bieżących) może być uznana za nieuzasadnioną, gdyby źródła te musiały być zmuszone do wycofania z eksploatacji.

2.4. Stan techniczny i wiek urządzeń wytwórczych

O bardzo niezadowalającej sytuacji w tym zakresie świadczy analiza wskaźnika umorzenia, która wskazuje, że urządzenia wytwórcze polskich elektrowni zawodowych są moralnie zużyte. Na koniec 1999 spośród analizowanych bloków energetycznych wskaźnik umorzenia maszyn i urządzeń wytwórczych mniejszy niż 50% miało zaledwie 5 790 MW zainstalowanej mocy. Podczas gdy urządzenia wytwórcze zamortyzowane w ponad 90% miały moc prawie 5 000 MW.

Innym ważnymi tu wskaźnikami są wskaźniki dotyczące niezawodności. W przypadku tzw. wskaźnika FOF¹⁵ policzonego dla wszystkich 102 krajowych bloków energetycznych o łącznej mocy 22 057 MW, zaledwie ok. 12 tys. MW spełnia kryterium niezawodności określone na poziomie mniejszym lub równym 4%. Dla porównania, przedsiębiorstwa wytwórcze w krajach Unii Europejskiej w obliczu zbliżającej się konkurencji na rynku europejskim same narzucają sobie wielkość tego wskaźnika (FOF) na poziomie maksymalnym 2,5%.

2.5. Wnioski

Przedstawione wyżej dane dotyczące stanu krajowego potencjału wytwórczego skłaniają do sformułowania trzech istotnych, z punktu widzenia celów tego opracowania, wniosków.

Po pierwsze, potwierdzają one nie tylko tezę o niekonkurencyjności krajowego podsektora wytwarzania, ale także kwestionują słuszność wysuwanego powszechnie argumentu o nadmiernej nadwyżce mocy w KSE. Według naszych wyliczeń ponad połowa mocy zainstalowanej elektrowni systemowych nie jest w stanie podjąć efektywnej konkurencji, a zatem nadwyżka ta ma w zasadzie tylko czysto księgowy charakter.

Po drugie, wskazują na zasadniczą słabość dotychczasowej strategii inwestowania w podsektor wytwarzania polegającej na koncentracji nakładów na inwestycje modernizacyjne. Poniesione w wyniku jej realizacji ogromne, bo sięgające według niektórych wyliczeń 32 mld zł nakłady nie przełożyły się na możliwą, w związku z taką skalą wydatków, poprawę technicznej, kosztowej i ekologicznej konkurencyjności krajowych wytwórców. Błąd tej strategii po-

¹⁴ „Raport wstępny – Ocena technicznych, ekonomicznych i prawnych uwarunkowań wdrożenia w Polsce Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw”. Energoprojekt – Warszawa S.A., Warszawa, luty 2002 r.

¹⁵ FOF – Forced Outage Factor (udział czasu awarii w czasie kalendarzowym);

legał na tym, że inwestycje modernizacyjne dotyczyły starych, wybudowanych w latach 60. i 70. mocy wytwórczych, gdzie niezależnie od skali poniesionych nakładów możliwa była tylko niewielka poprawa sprawności wytwarzania (w niektórych przypadkach uległa ona pogorszeniu po zabudowaniu instalacji odsiarczania). Choć więc tego rodzaju inwestycje poprawiały ekologiczne parametry tych źródeł, to jednocześnie fakt ich realizacji oznaczał zablokowanie mechanizmów wypierania z rynku przestarzałych mocy, co przyczyniło się powstania pozornej nadwyżki mocy.

Po trzecie, rozpatrując możliwości wyraźnego obniżenia krajowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i uzyskania przez krajowy potencjał zdolności do konkurowania na rynku europejskim trzeba uwzględnić dwie perspektywy czasowe. W krótkim okresie będzie to możliwe tylko przez obniżenie cen nabywanego przez elektrownie krajowego węgla kamiennego. Dla przykładu w roku 2001 ceny¹⁶ te wynosiły w przeliczeniu 6,9 zł/GJ, co jest ceną znacząco wyższą od cen płaconych przez potencjalnych konkurentów krajowych elektrowni, które kształtowały się na poziomie 4,6–5,0 zł/GJ. Dotyczy to jednak przede wszystkim elektrowni, które posiadają bloki nowszej generacji o odpowiednio wyższej sprawności wytwarzania i niezawodności pracy. W dłuższym okresie o konkurencyjności krajowego potencjału decydować będą inwestycje w nowe źródła.

3. Niekonkurencyjność podsektora a bezpieczeństwo energetyczne kraju

Fakt wysoce niezadowolającego stopnia konkurencyjności krajowych wytwórców w stosunku do wytwórców unijnych wymaga uwzględnienia w formułowaniu ocen stanu bezpieczeństwa energetycznego kraju, którego zapewnienie jest dla każdego rządu najważniejszym priorytetem polityki energetycznej. Podkreślaliśmy już, że u podstaw dotychczasowych optymistycznych ocen stanu tego bezpieczeństwa leżała generalnie pozytywna ocena zdolności konkurencyjnej krajowych wytwórców. Wyraża się ona w kategoriach stwierdzeniach np. że *Analiza zarówno przesłanek bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz aktualnych jego uwarunkowań, jak i stopnia wypełnienia tych przesłanek i tym samym – oceny ilościowo-jakościowej stanu bezpieczeństwa, pozwalają jednoznacznie stwierdzić, że nie występuje zagrożenie energetyczne kraju i brak jest symptomów, aby ze względów technicznych w okresie najbliższych lat takie*

¹⁶ Ceny węgla energetycznego z importu w Rotterdamie (koszt, ubezpieczenie i fracht) w listopadzie i grudniu 2001 roku kształtowały się na poziomie 33,86 – 35,76 USD/tonę węgla bazowego o parametrach 6700kcal/kg (28 046kJ/kg) popiołu max 15%, siarki do 1%. Za taki sam węgiel trzeba było w Polsce zapłacić 210,83 zł/t tj. równowartość 52,87 USD/t. W Polsce za węgiel wskaźnikowy przyjęto węgiel o parametrach 21 000kJ/kg, popiół 21%, siarka 0,9%. Cena cennikowa tego węgla w drugiej połowie roku 2001 wyniosła 145 zł/tonę tj. 41,17 USD/tonę (cena loco kopalnia). Porównywanie tych cen bez przeliczenia prowadzi do licznych nieporozumień.

zagrożenie mogło wystąpić.¹⁷ Jeśli zatem uznać słuszność przedstawionych w poprzednim punkcie ocen dotyczących niedostatecznego poziomu konkurencyjności krajowych wytwórców, trzeba również wskazać, w jaki sposób wpływa to na ocenę stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju i jakie to ma implikacje dla osiągania założonych celów polityki energetycznej państwa.

Kwestią zasadniczą jest zastosowana w dokumencie rządowym interpretacja ustawowej definicji bezpieczeństwa energetycznego kraju. Według niej zachowanie bezpieczeństwa energetycznego uzależnia się od stworzenia systemu prawno-ekonomicznego zapewniającego:¹⁸

- po pierwsze, niezawodność dostaw,
- po drugie, konkurencyjność rozumianą jako „tworzenie dla wszystkich uczestników rynku energii jednakowych warunków działalności” poprzez m.in. „eliminację wykorzystywania systemu kreowania cen... jako instrumentu ekonomicznego wspierania określonego nośnika energii” i
- po trzecie, ochronę środowiska.

Interpretacja ta jest zgodna z forsowanym przez Komisję Europejską sposobem rozwiązywania problemu bezpieczeństwa energetycznego. W coraz większym bowiem stopniu bezpieczeństwo to opierać się ma tam na rozwoju połączeń transgranicznych przy założeniu, że ewentualne braki w dostawach energii elektrycznej w poszczególnych krajach będą kompensowane z sąsiednich systemów lokalnych. Takie podejście jest zrozumiałą konsekwencją budowy jednolitego, europejskiego rynku energii elektrycznej, w którym odbiorcy krajowi dokonują swobodnych zakupów, bez względu na pochodzenie energii elektrycznej.

Powstają w związku z tym dwie istotne wątpliwości. Pierwsza z nich wiąże się, z podkreślanym już na wstępie, szerokim zakresem stosowania na świecie mechanizmów ochronnych krajowych wytwórców energii elektrycznej. Fakt, że w okresie liberalizacji jakieś formy ochrony własnych producentów wprowadziło aż 12 państw oznacza, że ciągle element zachowania w kraju znaczącego potencjału wytwórczego stanowi ważny wyznacznik w polityce energetycznej krajów członkowskich. A zatem, rezygnując z ochrony krajowych wytwórców, będziemy jeszcze dodatkowo pogarszać i tak już niską, ze względu na stan techniczno-ekonomiczny potencjału wytwórczego, pozycję konkurencyjną krajowych wytwórców. W kategoriach praktycznych oznaczać to będzie zgodę na bardzo znaczącą redukcję tego potencjału.

W tym miejscu pojawia się następna wątpliwość dotycząca wpływu tej redukcji na poziom bezpieczeństwa energetycznego. Trzeba bowiem pamiętać, że chociaż ograniczenie produkcji energii elektrycznej w kraju nie będzie oznaczać niebezpieczeństwa załamania się ciągłości dostaw, ta będzie bowiem zapewniona przez import energii elektrycznej, to przyczyni się ono do zakwestionowania możliwości realizacji jednego z najważniejszych zadań naszej polityki energetycznej. Jest nim utrzymanie węglowego charakteru krajowej elek-

¹⁷ Por. Zał. Nr. 4: *Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego...*, op.cit., s. 11.

¹⁸ Tamże s. 1.

troenergetyki, co uważa się za jeden z filarów stabilnego poziomu naszego bezpieczeństwa energetycznego, z uwagi z jednej strony na znaczące zasoby węgla kamiennego z drugiej zaś konieczność importu innych nośników energii. Ponadto znacząca redukcja krajowego potencjału wytwórczego opartego na węglu kamiennym oznaczałaby załamanie się realizowanego i niezwykle kosztownego procesu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego, wraz z trudnymi do oszacowania kosztami społecznymi.

Jeśli zatem chce się zapewnić realizację zasadniczych celów polityki energetycznej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, trzeba docenić rangę problemu inwestycji rozwojowych – budowy nowych efektywnych źródeł w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej. W pierwszej kolejności trzeba tu zwrócić uwagę na nieinwestycyjny charakter krajowego rynku energii elektrycznej, który będzie skutecznie blokować podejmowanie komercyjnych projektów inwestycyjnych.

4. Nieinwestycyjny charakter krajowego rynku energii elektrycznej

Jedną z ważniejszych implikacji pierwszej fazy liberalizacji rynków elektroenergetycznych jest ukształtowanie się nieinwestycyjnych rynków wytwarzania. Są to rynki, na których ze względu na relatywnie niski poziom otrzymywanych przez wytwórców cen energii elektrycznej nie ma obecnie ekonomicznych przesłanek do rozbudowy istniejących mocy czy też budowy nowych źródeł lub podejmowania inwestycji modernizacyjnych. Ceny te nie gwarantują bowiem potencjalnym inwestorom przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na poziomie zapewniającym w odpowiednim czasie zwrotu poniesionych nakładów wraz z odpowiednim zyskiem.¹⁹ Do tego rodzaju krajów zalicza się kraje skandynawskie, kraje Beneluxu, Niemcy, Francję, Szwajcarię i Austrię.²⁰

Tezie o nieinwestycyjności tego rynku zdaje się przeczyć nadal trwająca ekspansja inwestycyjna w podsektorze wytwarzania. Dane²¹ za rok 2001 pokazują, że wiele elektrowni nadal realizuje programy inwestycyjne, które angażują ogromne środki znacznie przekraczające uzyskiwaną przez nie nadwyżkę finansową. Realizacja tych programów wymaga zatem sięgania po zewnętrzne źródła finansowania, co w naszych warunkach oznacza korzystanie z bankowych kredytów komercyjnych. Fakt, że udzielanie tych kredytów zwykle związane jest z analizą opłacalności inwestycji mógłby więc świadczyć, że obecne i prognozowane ceny energii elektrycznej na rynku krajowym oraz

¹⁹ Problematyka stopnia inwestycyjności konkurencyjnych rynków energii elektrycznej omówiona została w Projekcie PAN w części A pt. *Implikacje budowy*, op.cit. Jest ona także przedmiotem analizy w złożonym do Ekonomisty naszym artykule pt. *Liberalizacja rynku energii elektrycznej – pierwsze doświadczenia*.

²⁰ [M.A. van Dijk: „Liberalization of the West-European Electricity Markets” VGB Power Tech, 1/2000, Volume 80/2000, ISSN 1435-3199];

²¹ Chodzi o dane publikowane w ramach Listy 500 ogłaszanej przez Rzeczpospolitą.

unijnym gwarantują inwestorom odpowiednią stopę zwrotu zrealizowanych inwestycji.

Przeciwko temu przemawiają jednak obecne i dające się przewidzieć w najbliższych latach realia krajowego rynku energii elektrycznej. Wskazują one, że uwzględniając koszty realizacji inwestycji w nowe źródła, ceny paliw energetycznych i innych niezbędnych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, osiągnięta przez elektrownie cena energii elektrycznej winna ukształtować się na poziomie 155–165 zł/MWh. Tymczasem obecne, średnie ceny hurtowe w Polsce w obrocie energią elektryczną kształtują się na poziomie 127,20²² zł/MWh, zaś względy społeczne, wymogi utrzymania konkurencyjności krajowej gospodarki i wreszcie skutki otwarcia krajowego rynku na import energii elektrycznej sprawiają, że obecny poziom cen nie będzie mógł znacząco wzrosnąć w najbliższych latach.

To, że mimo tego realizowane są inwestycje, jest tylko po części rezultatem ustaleń zawartych w ciągle obowiązujących kontraktach długoterminowych, o których będzie mowa. W pozostałej części uzyskiwaniu ze źródeł komercyjnych środków na inwestycje prawdopodobnie pomaga fakt, że zwracają się po nie przedsiębiorstwa państwowe. Kalkulacja kredytodawców opiera się tu na ich przeświadczeniu, że faktycznym gwarantem tych kredytów jest budżet państwa. Minimalizuje to ryzyko kredytowe, nawet w przypadku negatywnych wyników rachunku ekonomicznej opłacalności danego przedsięwzięcia inwestycyjnego.

Zawarte w strategii rządowej czysto administracyjne środki hamowania inwestycji w państwowych elektrowniach budzą dwojakiego rodzaju wątpliwości. Pierwsza z nich dotyczy samej zasady uzależniania poszczególnych decyzji mikroekonomicznych od zgody urzędników państwowych.²³ Druga wątpliwość wynika z odmiennej oceny zasadności podejmowania inwestycji w krajowym podsektorze wytwarzania. W naszym przekonaniu podstawowym wyzwaniem w zakresie polityki inwestycyjnej nie jest hamowanie inwestycji, ale racjonalizowanie decyzji przedsiębiorstw w oparciu o rozwiązania systemowe. Rozwiązania te zawierać muszą takie mechanizmy instytucjonalno-finansowe, które tworzyć będą przesłanki rynku inwestycyjnego oraz neutralizować destrukcyjny wpływ kontraktów długoterminowych, w przypadku uruchomienia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

5. Kontrakty długoterminowe a rynek konkurencyjny

W Polsce już od pewnego czasu istnieje świadomość destrukcyjnego wpływu kontraktów długoterminowych (KDT) na proces urynkwienia elektroenergetyki. Chodzi tu nie tylko o to, że istnienie tych kontraktów blokuje rozwój konkurencji oraz wprowadza istotne ograniczenia dla stosowania regulacji typu bodźcowego, ale także i o to, że są one czynnikiem, który na wiele lat za-

²² Średnie ceny hurtowe energii elektrycznej dla wytwórców dane za rok 2001.

²³ Por. *Ocena realizacji...*, op.cit. s.16

blokuje możliwość istotnych obniżek cen energii elektrycznej dla gospodarki narodowej i gospodarstw domowych, co mieć będzie negatywne konsekwencje zarówno dla konkurencyjności krajowych przedsiębiorstw, jak i kosztów utrzymania obywateli.

Mowa jest tu o 35 kontraktach zwartych w latach 1994-1998 między PSE S.A. i niektórymi wytwórcami energii elektrycznej, w których zagwarantowana została wyższa niż dla innych wytwórców cena energii elektrycznej oraz wielkość zakupów na okres sięgający w przypadku niektórych z nich aż 2023 roku. Celem tych kontraktów było umożliwienie tym wytwórcom zaciągnięcie kredytów bankowych na realizację inwestycji o charakterze modernizacyjnym lub rozwojowym. Mimo określenia w początkowej fazie realizacji tego programu pulapu, który ograniczać miał do 30% udział zakontraktowanej w ten sposób energii elektrycznej w całości obrotu ostatecznie w roku 1999 udział ten wynosił 65%, w roku 2000 % wyniósł około 70%, a w najbliższych latach sięgnąć może nawet do 80% sprzedawanej energii.

Ograniczenia stworzone przez KDT dla rynkowej reformy sektora wynikają z dwóch czynników. Po pierwsze, z dużego zróżnicowania wielkości energii sprzedawanej w ramach KDT w łącznej sprzedaży poszczególnych elektrowni, który w 2000 roku wahał się od 10 do 100%. Po drugie, z faktu, że ceny energii elektrycznej w KDT są znacznie wyższe od cen uzyskiwanych na rynku tzn. od wytwórców nie obciążonych ciężarem kosztów finansowych związanych z koniecznością spłaty zaciągniętych kredytów. Dla przykładu średnioważone ceny energii notowane na Giełdzie Energii w roku 2001 kształtowały się w przedziale 75,54–109,89 zł/MWh, ceny poza KDT na poziomie 100–120 zł/MWh przy cenach w kontraktach długoterminowych na poziomie 160–190 zł/MWh a nawet max 250 zł/MWh.

W tej sytuacji liberalizacja rynku energii elektrycznej bez rozwiązania kontraktów długoterminowych oznaczałaby po pierwsze, dopuszczenie do sytuacji, że najdrożsi ze względu na ponoszone koszty finansowe wytwórcy zostaliby wyparci przez tych, którzy nie są obciążeni tymi kosztami, ale którzy nie mają żadnych szans na konkurencję z unijnymi dostawcami, po drugie, obciążenie budżetu państwa olbrzymi kwotami, które musiałby pokryć z tytułu gwarantowania zaciągniętych przez państwowe przedsiębiorstwa kredytów inwestycyjnych, po trzecie, koniecznością pogodzenia się z faktem upadłości Polskich Sieci Elektroenergetycznych, które nie mogłyby wywiązać się z zakupu energii elektrycznej w wielkościach i cenach określonych w KDT.

W Polsce już od pewnego czasu istnieje świadomość destrukcyjnego charakteru KDT i podjęta została próba rozwiązania tego problemu. Chodzi tu o opracowany przez URE System Opłat Kompensacyjnych (SOK), który po wielu modyfikacjach i zmianie nazwy na System Opłat Wyrównawczych, został formalnie wprowadzony w życie na mocy tzw. Rozporządzenia Taryfowego Ministra Gospodarki z dn. 14 grudnia 2000.²⁴ Zadaniem tego systemu była niwelacja skutków KDT. Zaprojektowany w jego ramach mechanizm

²⁴ System ten został szczegółowo omówiony w: [Kowalak, 2000].

gromadzenia i dystrybucji środków przeznaczonych na niezbędne kompensaty dla wytwórców opierał się na trzech zasadach [Kowalak, 2000, s. 30]. Po pierwsze, wytwórcy otrzymują kompensatę w wysokości będącej różnicą między przychodem zrealizowanym według cen rynkowych a zweryfikowanymi płatnościami wynikającymi z kontraktów; po drugie, prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki przyznano prawo weryfikację wysokości tej kompensaty w drodze ustalania degresywnych współczynników płatności dla wytwórców i po trzecie, podstawą tej weryfikacji miały być założenia polityki energetycznej i cenowej oraz nałożony na regulatora ustawowy wymóg równoważenia interesów dostawców i odbiorców energii elektrycznej.

Chociaż system ten nie wszedł dotąd w życie, to potrzeba zastosowania rozwiązania umożliwiającego restrukturyzację bądź likwidację kontraktów długoterminowych dostrzegana jest również przez obecny rząd. Trzeba jednak przyznać, że na razie mamy tu do czynienia tylko z bardzo ogólnie sformułowanymi postulatami. Tymczasem nieudana próba wprowadzenia Systemu Opłat Kompensacyjnych (SOK) wskazuje wyraźnie na występujący tu wysoki stopień trudności w kreowaniu systemowego rozwiązania, które może liczyć na akceptację wszystkich zainteresowanych. Stopień ten podnosić będzie jeszcze bardziej konieczność uwzględnienia wymagań Dyrektywy Elektroenergetycznej, które dotąd nie były brane pod uwagę przy opracowaniu SOK-u. Chodzi tu zwłaszcza o pytanie, czy jego stosowanie nie ograniczy nadmiernie zakresu działania mechanizmów konkurencji i budowy europejskiego rynku energii elektrycznej. Zanim więc przejdziemy do zarysu proponowanego rozwiązania warto sporządzić listę najistotniejszych słabości SOK-u.

6. Słabości SOK-u

SOK poprzez zamianę istniejących KDT na kontrakty finansowe miał z jednej strony umożliwić uruchomienie rynku konkurencyjnego w podsektorze wytwarzania, z drugiej zaś tworzyć gwarancje przychodów dla wytwórców energii elektrycznej posiadających te kontrakty w wielkości umożliwiającej spłatę zaciągniętych przez nie zobowiązań finansowych, ale w sposób, który nie uwalniałby ich od bodźców proefektywnościowych. Nie kwestionując ogólnej idei tego systemu, jego konstrukcja odznaczała się szeregiem słabości.²⁵ Część z nich zadecydowała o tym, że tego rodzaju rozwiązanie nie zostało ostatecznie wdrożone, a część wskazuje na to, że nie mogłoby ono pełnić pozytywnej roli w procesie dostosowywania krajowej elektroenergetyki do reżimu rynku europejskiego i tym samym liczyć, po naszej akcesji, na akceptację Komisji Europejskiej.

Po pierwsze, wyjątkowo niejasne przepisy prawa stwarzały pole do wielu interpretacji, w tym zwłaszcza umożliwiających nadmiernie rozszerzanie kręgu potencjalnych beneficjentów kompensaty oraz wiązały się z ryzykiem uchy-

²⁵ Szerzej o słabościach SOK piszemy w Projekcie PAN w części D pt. *Przegląd i ocena proponowanych mechanizmów odzyskiwania kosztów kontraktów długoterminowych. Propozycje modyfikacji systemu opłat kompensacyjnych*.

lenia przez Trybunał Konstytucyjny. Ponadto, niezdefiniowany okres obowiązywania tego rozwiązania groził w praktyce poważnym ryzykiem niespłacenia zaciągniętych kredytów, w przypadku gdy po roku 2005 wszyscy odbiorcy uzyskają prawo wyboru dostawcy.

Po drugie, rozwiązanie to charakteryzowało duże ryzyko regulacyjne. Wprowadzono w nim bowiem obowiązek zatwierdzania przez prezesa URE przychodów wymaganych dla każdego wytwórcy w taryfie przesyłowej PSE w oparciu o zasadę regresji, co miało wprowadzić do systemu element przymusu efektywnościowego. Zabrakło jednak bardziej szczegółowych regulacji określających w przejrzysty sposób zasady postępowania regulatora oraz uprawnień podmiotów będących przedmiotem decyzji regulatora.

Po trzecie, powodzenie tego rozwiązania zależy od osiągnięcia kompromisu między wszystkimi stronami, które ponosić będą skutki jego działania. Dotyczy to nie tylko odbiorców oraz samych przedsiębiorstw, ale także i banków, które udzieliły kredytów, a zatem są zainteresowane, czy w jakim stopniu przyjęte rozwiązanie gwarantuje im odzyskanie wyłożonych środków. Fakt pominięcia kredytodawców w procesie konsultowania proponowanych mechanizmów kompensat, w których dodatkowo zakładano przecież stosowanie zasady regresji, oznaczał, że SOK nie mógł liczyć na ich poparcie, bez którego z kolei nie była możliwa zamiana KDT na kontrakty finansowe.

Po czwarte, rozwiązanie w zaproponowanym kształcie nie mogło sprawnie funkcjonować ze względu na brak regulacji podatkowych (CIT i VAT). Minister finansów odmówił bowiem wydania interpretacji zwalniającej wypłatę kompensat wyrównawczych jako tzw. usług ogólnosystemowych z obowiązku płacenia podatku VAT.

Po czwarte, wprowadzenie SOK-u bez skalkulowanej *ex ante* maksymalnej kwoty kosztów oraz sprecyzowanego okresu, w którym działać miałby mechanizm ich kompensaty, pozbawiało to rozwiązanie szans na uzyskanie zgody w oparciu o przepisy Art. 24 Dyrektywy.

Po piąte, przyjęcie cen odniesienia²⁶ na poziomie cen uzyskiwanych przez wytwórców w obrocie poza KDT lub cen notowanych na Gieldzie Energii, oznaczało w praktyce utrwalenie nieinwestycyjnego charakteru krajowego rynku. Brak możliwości budowy nowych mocy nie tylko blokowałby niezbędną, ze względu na wymogi konkurencyjności i ekologii, modernizację krajowego potencjału, ale także eliminowałby możliwość generowania presji konkurencyjnej wobec beneficjentów SOK-u, ze strony potencjalnych nowych inwestorów. A zatem system ten nie spełniałby kolejnego kluczowego wymogu unijnego, jakim jest unikanie szkodliwego wpływu na działanie konkurencji.

²⁶ Cenę odniesienia zdefiniowaną w Rozporządzeniu Taryfowym ministra gospodarki – cyt.: „ustala się dla poszczególnych okresów rozliczeniowych jako iloraz sumy przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej z jednostek wytwórczych nie objętych umowami długoterminowymi do ilości sprzedanej energii z tych jednostek. Do obliczeń stosuje się dane statystyczne publikowane przez Główny Urząd Statystyczny lub inną upoważnioną jednostkę” (paragraf 31 ust. 1).

7. Przesłanki modyfikacji SOK-u

Proponowana koncepcja modyfikacji SOK odwołuje się do szeroko stosowanej w praktyce zachodniej praktyki kompensowania tzw. kosztów osieroconych. Koszty te powstają w przedsiębiorstwach, które wskutek wprowadzania reform rynkowych tracą posiadany wcześniej monopol zbytu dla końcowych odbiorców. Stanowią one tę część kosztów generowanych przez decyzje podjęte w przeszłości, za wiedzą bądź zgodą władz publicznych (regulacyjnych), których odzyskanie nie jest możliwe z chwilą wprowadzenia konkurencji na rynku dostaw energii elektrycznej do końcowych odbiorców. Najczęściej chodzi tutaj o koszty wynikające z inwestycji w podsektorze wytwarzania oraz długoterminowych kontraktów typu bierz lub płać na zakup paliwa do elektrowni lub energii elektrycznej.

Generalnie rzecz ujmując, idea tego rodzaju mechanizmów opiera się na zasadzie wyłączania z ceny, po jakiej elektrownie objęte tymi mechanizmami sprzedają energię elektryczną, części kosztów jej wytworzenia (kosztów finansowych). Koszty te najczęściej w postaci tzw. stawki opłaty kompensacyjnej włączane są do regulowanej administracyjnie taryfy przesyłowej. Gromadzone na odrębnym funduszu środki są potem przekazywane wytwórcom, według z góry określonych zasad. W bardziej rozwiniętych systemach, mechanizmy te przenosić mogą również część kosztów zakupu węgla, obniżając w ten sposób jeszcze bardziej poziom ceny energii elektrycznej loco elektrownia i odpowiednio poprawiając ich pozycję konkurencyjną w stosunku do pozostałych przedsiębiorstw. Zasadę działania tego rodzaju mechanizmów ilustruje wykres 7.1.

Wykres 7.1

Mechanizm poprawy konkurencyjności cen loco wytwórca

Na podkreślenie zasługuje, że problem tych kosztów pojawił się najpierw w USA, gdzie pierwsze próby odchodzenia od statutowego monopolu elektroenergetycznych przedsiębiorstw użyteczności publicznej i deregulacji taryf pokazały skalę możliwych strat, na jakie narażone zostały te przedsiębiorstwa w związku z utratą wyłączności zbytu na terenie ich działania i dostępem do tych rynków podmiotów

oferujących energię elektryczną po znacznie niższych cenach.²⁷ W warunkach amerykańskich podstawą do roszczeń o kompensatę tych kosztów był argument, że liberalizacja oznacza złamanie swego „kontraktu regulacyjnego” (*regulatory compact*), w którym w zamian za przywilej wyłączności przedsiębiorstwa użyteczności publicznej zobowiązywały się do zapewnienia gwarancji dostaw dla wszystkich odbiorców znajdujących się na terenie ich działania. Stąd bowiem z kolei wynikał obowiązek albo odpowiedniej rozbudowy własnego potencjału wytwórczego, albo też zawarcia długoterminowych kontraktów na zakup energii elektrycznej w wysokości niezbędnej do zaspokojenia prognozowanego popytu rynkowego. Trzeba podkreślić, że od początku postulat rekompensaty tych kosztów kwestionowany był przez wielu ekonomistów, ale ostatecznie zwyciężył argument pragmatyczny, że jakaś forma pomocy przedsiębiorstwom odczuwającym ciężar tych kosztów ułatwi i przyspieszy proces liberalizacji sektora²⁸.

Podobna argumentacja przeważała w trudnym i długotrwałym procesie wypracowywania kompromisu wokół tempa i warunków liberalizacji rynku energii elektrycznej w UE. Mimo stosunkowo dobrej już u nas znajomości Dyrektywy Elektroenergetycznej, w dyskusjach na temat przygotowania krajowego sektora elektroenergetycznego do przyjęcia wynikającego z niej reżimu otwierania rynku, ciągle w niewielkim stopniu uwzględnia się zapisy Art. 24. Artykuł ten dopuszcza możliwość uzyskania przez kraje członkowskie zgody Komisji Europejskiej na stosowanie rozwiązań przejściowych, które pozwolą zrekompensować przedsiębiorstwom część kosztów osieroconych.

Uzyskanie zgody Komisji obwarowane jest jednak licznymi warunkami, jakie muszą być spełnione, aby ją uzyskać. Dotyczą one zarówno rodzaju kosztów, jakie podlegać mogą mechanizmom kompensaty, jak i wymogów, które spełniać muszą te mechanizmy, zwłaszcza jeśli chodzi o zasady kalkulacji kosztów, metody i zakres kompensaty oraz ocenę stopnia adekwatności i proporcjonalności proponowanych środków ochronnych, tak aby ich stosowanie pozwalało na osiągnięcie uzasadnionych celów w sposób minimalizujący zakłócenia w funkcjonowaniu procesów rynkowych.²⁹ Niewątpliwie do najważniejszych wymogów należy a) zasada przejściowego charakteru mechanizmów ochronnych, b) kalkulacji *ex ante* kosztów osieroconych, c) partycypacji przedsiębiorstw objętych ochroną w ich ponoszeniu d) przejrzystości systemu rachunku tych kosztów i alokacji kompensat.

²⁷ Szerzej o genezie, szacunkach oraz sposobach rozwiązania problemu kosztów osieroconych w USA w artykule redakcyjnym pt. *Stranded costs*, *Power Plant Technology Operations & Maintenance*, December 1988/ January 1999

²⁸ Szerzej piszemy o tym w cytowanym już naszym artykule złożonym do publikacji w *Ekonomiście*.

²⁹ Por. *Draft. Indicative Duidelines for Transitional Regimes. Article 24 of Directive 96/92/EC*, Third Meeting of the Follow-up group for the implementation of Directive 96/92/EC, Brussels, 13 and 14 May 1998. Problematyka kosztów osieroconych w świetle Art. 24 o wynikających z tego artykułu wymagań co do mechanizmów protekcji krajowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych w wyczerpujący sposób przedstawiona została w Projekcie PAN w części C pt. *Instytucjonalne i regulacyjne aspekty rozwoju rynków konkurencyjnych*, a także w artykule złożonym do publikacji w *Ekonomiście*.

8. Zarys koncepcji proponowanego mechanizmu odzyskiwania kosztów kontraktów długoterminowych

Niewątpliwie inspiracją do sformułowania propozycji mechanizmu, który proponujemy określać jako mechanizm kompensaty kosztów osieroconych (MKKO), był hiszpański model rozwiązania problemu tych kosztów znany tam pod nazwą systemu tzw. opłaty za przejście do konkurencji (*Competition Transition Charge*). Uważamy bowiem, że jest to najlepiej jak dotąd w Europie przygotowany pod względem metodologicznym systemem radzenia sobie z kosztami osieroconymi. Dodatkową z polskiego punktu widzenia zaletą tego systemu jest to, że zawiera on rozwiązania umożliwiające wykształcenie się inwestycyjnego rynku wytwarzania energii elektrycznej, jak również zawiera elementy podnoszące konkurencyjność wydobywanego w kraju węgla kamiennego.

Koncepcja proponowanego mechanizmu kompensaty opiera się na następujących założeniach. Po pierwsze, sprzyjając minimalizacji ryzyka finansowego wytwórców posiadających KDT, w okresie przechodzenia do rynku konkurencyjnego, mechanizm ten nie może jednak prowadzić do przeniesienia w całości tego ryzyka na inne strony, w tym zwłaszcza na odbiorców. Po drugie, ma stworzyć przesłanki do podejmowania komercyjnych inwestycji, w tym przede wszystkim w rozbudowę istniejących źródeł bądź budowę nowych. Po trzecie, ma mieć właściwe umocowanie ustawowe i umożliwiać wdrożenie w przyszłości innych rozwiązań, jak np. przyspieszone umorzenie majątku trwałego czy sekurytyzację kosztów osieroconych. Po czwarte, liczyć na akceptację Komisji Europejskiej, w oparciu o przepisy Art. 24 Dyrektywy.

Punktem wyjścia do opracowania koncepcji tego mechanizmu winno być rozstrzygnięcie, jakiego rodzaju przedsięwzięcia oraz związane z nimi koszty mogą być uznane za koszty osierocone i być przedmiotem kompensowania. Zgodnie z ideą rozwiązania opracowanego w URE problem kosztów osieroconych winien być ograniczony wyłącznie do sfery KDT. Trzeba tu pamiętać, że w praktyce występują trzy zasadnicze, z punktu widzenia okresu spłaty zaciągniętych zobowiązań, grupy tych kontraktów tj. kontrakty, w których a) podjęte inwestycje zostały zrealizowane do końca roku 1998, a okres spłaty kończy się w latach 2005–2006 (okres zbieżny z okresem uwolnienia rynku); b) podjęte inwestycje zostały wykonane bądź są w trakcie realizacji, a okres spłaty kończy się w latach 2010–2015 oraz c) w których nie rozpoczęto jeszcze realizacji inwestycji, a okres spłaty przypadać ma na lata 2003–2023. Tę ostatnią grupę, biorąc pod uwagę obecne uwarunkowania rynkowe, w tym zwłaszcza zmniejszającą się w wyniku liberalizacji rolę KDT oraz coraz krótszy okres, na jaki zwierane są tego rodzaju kontrakty, można określić jako kontrakty wirtualne.

Główne w tym zakresie kryterium zawarte w Art. 24 Dyrektywy wiąże możliwość stosowania rozwiązań przejściowych tylko w przypadku gwarancji kontraktowych udzielonych przed wejściem w życie Dyrektywy tj. 19 grudnia 1996 roku. W związku z tym sztywno określonym kryterium sformułować można dwie istotne, dla naszej praktyki, uwagi. Po pierwsze, wszystko wskazuje na to, że

państwa członkowskie próbują złagodzić to kryterium domagając się objęcia mechanizmami kompensacyjnymi także i koszty będące rezultatem decyzji podjętych już po ww. dacie. Po drugie, fakt, że Polska nadal nie jest członkiem UE, stwarza nam pole do negocjacji, co do okresu, dla którego można kalkulować koszty osierocone. Naszym atutem jest decyzja o pełnym uwolnieniu rynku z dniem 5 grudnia 2005 roku, a zatem w stopniu wykraczającym poza wymagania Dyrektywy. Fakt zamknięcia negocjacji w obszarze energia nie wyklucza możliwości ubiegania się, w oparciu o Art. 24, o rozwiązanie przejściowe dla elektroenergetyki po staniu się pełnoprawnym członkiem UE.

Przystępując do kalkulacji wielkości kosztów osieroconych trzeba z kolei pamiętać, że w interpretacji Art. 24 wyraźnie podkreśla się, że z mechanizmów kompensaty należy wyłączyć te przedsiębiorstwa, które będą trwale nierentowne na przyszłym rynku konkurencyjnym. Akceptowana na gruncie tego artykułu przez Komisję pomoc ma bowiem tylko ułatwić przedsiębiorstwom, ze zweryfikowanymi kosztami osieroconymi dostosowanie się do wymagań rynku konkurencyjnego. Jeśli więc posiadające KDT przedsiębiorstwo nie gwarantuje w przyszłości odpowiedniego poziomu konkurencyjności, może ono jedynie ubiegać się o otrzymanie pomocy o charakterze restrukturyzacyjnym, ułatwiającej proces ich zamknięcia lub stopniowego ograniczenia działalności.

Przyjmując, że koszty osierocone stanowią nadwyżkę księgowej wartości majątku trwałego wytwórcy przedsiębiorstwa ponad jego wartość rynkową (dochodową) z uwzględnieniem wolumenu sprzedaży, cen paliw, rynkowych cen energii w okresie działalności poszczególnych przedsiębiorstw, proces kalkulacji kosztów osieroconych winien rozpocząć się od oszacowania w sposób *ex ante* ich wielkości dla każdego z przedsiębiorstw oraz globalnej wielkości tych kosztów. Wymaga to podjęcia następujących działań. Po pierwsze, weryfikacji i standaryzacji projekcji finansowych zawartych w KDT, aby można było określić rozmiar wynikających stąd zobowiązań wytwórców. Po drugie, wyznaczenie ceny odniesienia lub inaczej ceny referencyjnej na poziomie zapewniającym inwestorom zwrot uzasadnionych kosztów realizowanych przez nich inwestycji w źródła w oparciu o najlepsze, dostępne technologie wytwarzania energii elektrycznej. Umożliwi to zastosowanie algorytmu wyznaczania kosztów osieroconych, jako różnicy między bieżącą wartością przychodów, jakie przedsiębiorstwa otrzymałyby w przypadku utrzymania starego systemu regulacji cen, zakładającego zapewnienie wytwórcom odpowiednich, w stosunku do zweryfikowanych zobowiązań, przychodów, a bieżącą wartością przychodów obliczonych w oparciu o hipotetyczną cenę rynkową, za jaką uważa się tutaj cenę referencyjną.

Tak wyznaczona globalna wielkość kosztów osieroconych mogłaby być, wzorem Hiszpanii, zredukowana o przyjęty w wyniku negocjacji i zatwierdzony w ustawie wskaźnik efektywności (w Hiszpanii ustalono go na poziomie 32,5%) i uznana jako maksymalna wielkość kosztów, która może, ale nie musi być, poprzez mechanizm kompensacyjny, przekazana wytwórcom. Rzeczywista bowiem wielkość kosztów podlegających kompensacie ustalana byłaby sukcesywnie, w oparciu o stosowaną w odniesieniu do każdego roku obowiązywania okresu

przejściowego, kombinowaną metodę *ex ante* i *ex post* tak, aby wielkość wypłaconej kompensaty w poszczególnych latach wynikała z różnicy między ceną na rynku konkurencyjnym a ceną referencyjną, zaś suma wypłaconych w całym okresie przejściowym kompensat nie przekroczyła obliczonej *ex ante* ich globalnej wielkości skorygowanej o zastosowany wskaźnik efektywności. Trzeba przy tym pamiętać, aby okres działania tego mechanizmu nie przekraczał 10 lat, a więc był krótszy od okresu określonego w części zawartych już KDT.

W warunkach polskich za właściwy poziom ceny referencyjnej³⁰ w 2001 roku uważamy cenę jednoskładnikową mieszczącą się w przedziale 145–155 zł/MWh. Przyjęcie ceny niższej np. na poziomie 100–110 zł/MWh tzn. na poziomie cen notowanych w transakcjach poza KDT, tak jak to planowano w SOK-u, oznaczałoby uprzywilejowanie wytwórców będących beneficjentami tego systemu i zablokowanie możliwości podejmowania inwestycji komercyjnych w podsektorze wytwarzania, których potrzeba, w świetle niedostatecznej konkurencyjności krajowego podsektora i deklarowanych celów w polityce energetycznej nie powinna budzić wątpliwości.³¹ Ważnym elementem kierującym decyzje inwestorów byłoby określenie wymaganych warunków brzegowych np. obowiązujących progów minimalnej sprawności netto nowych źródeł na poziomie 42% w przypadku bloków opalanych węglem brunatnym i 43% węglem kamiennym.

Ponadto oparty na tak wyliczonej cenie referencyjnej algorytm wyznaczania kosztów osieroconych³² bazuje na przesłance, że głównym celem jest dążenie do zapewnienia konkurencyjności polskich wytwórców w węzłach wymiany, to jest na granicach kraju, bez nadmiernego jednak osłabiania działającej na nich presji konkurencji. Tylko wówczas bowiem będzie możliwe sukcesywne obniżanie wysokości, zawartej w opłatach przesyłowych, stawki opłaty kompensacyjnej, pod wpływem wymuszonego konkurencją postępu w efektywności przedsiębiorstw.

Nasza propozycja mechanizmu protekcji krajowych wytwórców nie ogranicza się tylko do rozwiązania problemu już zawartych KDT, ale także, co

³⁰ Ceny rynku inwestycyjnego wyznaczonej dla różnych technologii w warunkach polskich do obliczania kosztów osieroconych.

³¹ W Hiszpanii kalkulując *ex ante* cenę odniesienia założono, że cena rynku inwestycyjnego może być różna dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej. W związku z tym przyjęto, że optymalną w warunkach tego kraju technologią będą bloki energetyczne opalane importowanym węglem kamiennym oraz bloki gazowo-parowe opalane również importowanym gazem ziemnym. Takie założenie przyjęto ze względu na niekonkurencyjność krajowych cen paliw. Założenie to miało na celu wyznaczenie kosztów wytwarzania obu technologii w warunkach rynku konkurencyjnego w sposób, który potencjalnym inwestorom stwarzał szansę konkurowania z innymi przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi na rynku europejskim. Koszty stałe i zmienne oraz pozostałe koszty eksploatacji i remontów zostały zweryfikowane i zoptymalizowane dla obu technologii. W modelu uwzględniono również stopę zwrotu z zainwestowanego kapitału dla inwestorów. W ten sposób cenę odniesienia ustalono jako średnią dwóch analizowanych technologii.

³² Szerzej metodologia tego algorytmu oraz oparty na nim szacunek wielkości kosztów osieroconych zawarty jest w Projekcie PAN w części D pt. *Przegląd i ocena proponowanych mechanizmów odzyskiwania kosztów kontraktów długoterminowych. Propozycje modyfikacji systemu opłat kompensacyjnych.*

podkreślaliśmy wcześniej, stworzenia warunków do podejmowania inwestycji umożliwiających budowę nowych bloków w obiektach istniejących lub też nowych źródeł wytwarzania. Wychodzimy tu z założenia, że w pierwszej fazie liberalizacji rynku energii elektrycznej³³, czynnikiem ciągle warunkującym sfinansowanie inwestycji w nowe bloki lub źródła są kontrakty bilateralne (długoterminowe). Wskazują na to doświadczenia krajów zaawansowanych w reformach rynkowych sektora elektroenergetycznego. Co więcej, możliwość zawierania tych kontraktów ułatwi dostęp do rynku nowym podmiotom, co będzie generować silną presję proefektywnościową pod adresem już działających na rynku.³⁴ Zauważmy na marginesie, że dopiero wejście konkurencyjnych rynków energii elektrycznej w dojrzałą fazę oraz rozwój terminowych rynków energii elektrycznej osłabiać będzie znaczenie tradycyjnego rynku długoterminowych kontraktów bilateralnych dla podtrzymania procesów inwestycyjnych w podsektorze wytwarzania. Zapowiedzą tej zmiany jest już zwiększająca się w niektórych krajach liczba nowych źródeł wytwarzania realizowanych w ramach modelu tzw. elektrowni komercyjnej (merchant plant).³⁵

W związku z powyższym proponujemy, aby do mechanizmu kompensującego włączać również nowe kontrakty długoterminowe lub rozszerzać już istniejące kontrakty, które umożliwią będą uzyskanie na warunkach komercyjnych środków finansowych niezbędnych do zrealizowania inwestycji skutkującej powstaniem nowoczesnego potencjału wytwórczego. Z chwilą wdrożenia MKKO, moc i energia elektryczna wytwarzana w nowych źródłach byłaby sprzedawana w ramach kontraktów bilateralnych oraz na rynku giełdowym, zaś przychody spółki, w zależności od kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, uzupełniane byłyby z gwarantowanego funduszu kompensacyjnego.³⁶

9. Uwagi końcowe

Mamy świadomość kontrowersyjności zgłoszonej propozycji, która umożliwić ma podejmowanie inwestycji w podsektorze wytwarzania za pomocą instrumentu kontraktu długoterminowego w sytuacji, gdy w ostatnim czasie zaczynają przedostawać się do opinii publicznej alarmujące informacje o marnotrawnym charakterze realizowanych w przeszłości i obecnie programów inwestycyjnych i beztroście działających na rachunek odbiorców energii elektrycznej decydentów uruchamiających te programy [Cieszevska]. Niewątpliwie po raz pierwszy w sposób poważny problem marnotrawstwa towarzyszącego ekspansji inwestycyjnej w podsektorze wytwarzania zauważony został przez pre-

³³ Jest to faza obejmująca okres od momentu rozpoczęcia procesu otwierania rynku elektroenergetycznego do ukształtowania się dojrzałego, konkurencyjnego rynku obejmującego wszystkich końcowych odbiorców, w tym także gospodarstwa domowe.

³⁴ Szerzej o tej roli kontraktów długoterminowych w: [Green, Newbery, 1998].

³⁵ Szerzej o różnych rozwiązaniach w tym zakresie w projekcie PAN w części B pt. *Finansowanie*, op.cit.

³⁶ Szerzej rozwiązanie to zostało zaprezentowane w Projekcie PAN w części pt. *Strategia dookończenia budowy Elektrowni Opole*.

zesa Urzędu Regulacji Energetyki. Przeprowadzone z jego inicjatywy bardziej szczegółowe analizy finansowej strony kontraktów długoterminowych oraz ich konsekwencji dla obecnego i przyszłego rynku energii elektrycznej w Polsce wskazały na wiele poważnych mankamentów charakteryzujących uruchomiony w ten sposób proces ekspansji inwestycyjnej, który zdaniem autora tych analiz *ma cechy programów inwestycyjnych z lat 70., realizowanych pod naciskiem branżowych grup interesu, bez liczenia się z ekonomicznymi skutkami podejmowanych działań* [Czekaj, 2000, s. 135].

Problem, na który zwracamy uwagę w tym opracowaniu, dotyczy innego jeszcze aspektu nieracjonalności tej ekspansji, a mianowicie wydatkowania ogromnych środków na inwestycje modernizacyjne, które nie mogły przynieść adekwatnego do ponoszonych nakładów wzrostu efektywności kosztowej wytwarzania i poprawy parametrów ekologicznych. Występujący u nas pęd do inwestycji modernizacyjnych w latach 90. wyraźnie kontrastował z obserwowaną w tym samym okresie w krajach UE tendencją do likwidacji przestarzałych, mniej sprawnych technologii i zastępowania ich nowymi, bardziej efektywnymi. Wraz z likwidacją starych bloków powstawały nowe bloki w istniejących lokalizacjach lub budowano nowe źródła, co podnosiło średni poziom sprawności krajowego potencjału wytwórczego i ułatwiało konkurencję na europejskim rynku energii elektrycznej. Stosowaną tam po roku 1990 praktyką w odniesieniu do decyzji inwestycyjnych było przyjmowanie warunków progowych (przez państwo lub samych inwestorów) dotyczących efektywności technicznej.

Te odmienne strategie inwestowania musiały skutkować tak poważną dysproporcją, jeśli chodzi o poziom konkurencyjności krajowego i zagranicznego (unijnego) potencjału wytwórczego. Zbliżająca się akcesja do UE stawia nas wobec alternatywy podjęcia działań na rzecz podniesienia konkurencyjności krajowych wytwórców lub też akceptacji znaczącej redukcji krajowego potencjału wytwórczego. Redukcja ta będzie bowiem nieuchronnym skutkiem otwarcia rynku bez zastosowania rozwiązań dających czas oraz tworzących warunki do podniesienia konkurencyjności krajowych wytwórców. Wydaje się, że warto w ramach opracowania strategii naszego wchodzenia do UE dokonać analizy kosztów i korzyści obu wariantów, aby uniknąć w przyszłości zarzutów, że w sposób lekkomyślny dopuszczono do sytuacji uzależnienia zaopatrzenia w energię elektryczną od jej dostaw z importu.

Bibliografia

- Borenstein S., [2002], *The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster*, Journal of Economic Perspectives Vol. 16, No.1-Winter 2002
- Cieszewska B., *Jak traci się miliardy*, Rzeczpospolita.
- Czekaj J., [2000], *Kontrakty długoterminowe – przesłanki zawarcia, konsekwencje dla rynku energii elektrycznej i drogi wyjścia*, w: *Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora energetycznego*, pod red. A. Szablewskiego Monografie INEPAN nr 11 Warszawa.
- Dijk M.A. van:, [2000], *«Liberalization of the West-European Electricity Markets»* VGB Power Tech, 1/2000, Volume 80/2000, ISSN 1435-3199.

- Draft. Indicative Duidelines for Transitional Regimes. Article 24 of Directive 96/92/EC*, Third Meeting of the Follow-up group for the implementation of Directive 96,92/EC, Brussels, 13 and 14 May [1998]
- Green R., Newbery D.M., [1998], *The Electricity Industry in England and Wales,w: Competition in Regulated Industries*, ed. By D. Helms and T. Jenkins, Oxford Press University, Oxford.
- Kowalak T., [2000], *System opłat kompensacyjnych (SOK) neutralizujący problem kontraktów długoterminowych*, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki n4.4 [2000].
- Stranded costs*, Power Plant Technology Operations & Maintenance, December1988/ January [1999]
- Szablewski A., Wesołowski I., [2002], *Unia dba o swoje*, Nowe Życie Gospodarcze Nr 7/2002
- Wesołowski I., [2000], *Koszty transformacji w amerykańskim sektorze elektroenergetycznym*, w: A. Sza-blewski [red.], *Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora energetycznego*, „Monografie” nr 11 Instytut Nauk Ekonomicznych PAN, Warszawa.