



OSPODARKA NARODOWA

11-12
(219-220)
Rok XX
listopad-grudzień
2009

Andrzej T. SZABLEWSKI*

Uwarunkowania rozwoju energetyki atomowej

Uwagi wstępne

Mnożące się w ostatnich latach ze strony rządowej i sektora elektroenergetycznego zapowiedzi budowy w kraju elektrowni atomowych¹ sygnalizują ważny zwrot w podejściu do kwestii przyszłości krajowego podsektora wytwarzania energii elektrycznej. Oznaczają one bowiem zamiar odejścia od monokulturowego charakteru krajowego sektora (ponad 95% energii elektrycznej pochodzi z elektrowni pracujących na węglu kamiennym i brunatnym) oraz rezygnację z podtrzymanego jeszcze do niedawna wyraźnego sprzeciwu wobec energetyki atomowej. Warto zatem nieco szerzej spojrzeć na obecne problemy związane z rozwojem energetyką atomową, w tym zwłaszcza na charakter i rangę wyzwań, jakie w związku z tym powstają, a które jak dotąd rzadko są podnoszone w krajowej debacie o przyszłości energetyki atomowej w Polsce.

Należy bowiem podkreślić, że światowa elektroenergetyka, w tym także i polska znajduje się w szczególnym punkcie, o czym decyduje wiele okoliczności. Z punktu widzenia przedmiotu tego artykułu trzy z nich wydają się szczególnie istotne.

Po pierwsze, sektor elektroenergetyczny, w tym zwłaszcza energetyka węglowa, znajduje się na początku kolejnego cyklu inwestycyjnego, co ze względu na niezwykle kapitałochłonny i czasochłonny charakter inwestycji oraz długi, bo trwający od 40 do 60, czy nawet 80 lat – w przypadku źródeł atomowych – okres eksploatacji obiektów wytwórczych sprawia, że podejmowane w najbliższych latach decyzje przesądzą o kształcie elektroenergetyki na następne dziesięciolecia.

* Autor jest pracownikiem Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN w Warszawie. Artykuł wpłynął do redakcji w listopadzie 2009 r.

¹ Według przyjętego ostatnio przez rząd harmonogramu działań na rzecz energetyki jądrowej do 2030 r. powstać mają trzy tego rodzaju źródła wytwarzania.

Po drugie, zmienia się charakter najważniejszych wyzwań, którym sprostać musi elektroenergetyka, a które koncentrują się nie tylko wokół tradycyjnego – choć w latach 90. zepchniętego na margines – wymogu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, ale także mocno forsowanego w ostatnich latach postulatu przeciwdziałania zmianom klimatu polegającym na globalnym ociepleniu. Realizacja tego postulatu implikuje przede wszystkim konieczność radykalnego zmniejszenia emisji CO₂, ale i także rodzi ważne z punktu widzenia polityki energetycznej pytanie o charakter relacji między obydwooma wyzwaniami – czy i w jakim stopniu mają one charakter komplementarny, w jakim zaś cechuje je wymiennosc [Brown, Huntington, 2008].

Po trzecie wreszcie, powstaje jeszcze jedno ważne pytanie, czy dokonanie przełomu technologicznego, jaki kryje się za postulowanym przejściem do niskoemisyjnej elektroenergetyki, możliwe jest w warunkach kontynuowania zapoczątkowanego już od ponad 20 lat procesu liberalizacji sektora elektroenergetycznego.

Aby nieco uporządkować pole analizy warto podkreślić, że jeśli przyjąć, że utrzyma się forsowany od początku tej dekady postulat niskoemisyjnej elektroenergetyki², osiągnięcie tego zadania będzie możliwe poprzez cztery zasadnicze kierunki działań. Są nimi wprowadzenie na szeroką skalę do energetyki węglowej technologii wychwytywania i składowania CO₂ (tzw. CCS), rozwój energetyki atomowej, postawienie na rozwój energetyki odnawialnej i wreszcie osiągnięcie zasadniczej poprawy efektywności energetycznej w fazie pozyskiwania, przetwarzania i zużycia energii elektrycznej. Nie wchodząc w szczegóły (patrz: [Frei, 2008]) trwającej właśnie dyskusji, który z tych kierunków winien mieć charakter priorytetowy, spór najogólniej rzecz ujmując toczy się między zwolennikami energetyki opartej na dużych źródłach energii, a zwolennikami energetyki rozproszonej. W pierwszym przypadku technologiami wiodącymi są technologia CCS oraz energetyka atomowa, w drugim zaś technologie zorientowane na odnawialne źródła energii oraz podnoszenie efektywności energetycznej³.

Z polskiej perspektywy najważniejsze – ze względu na strukturę zasobów surowców energetycznych – znaczenie jako kierunek rozwoju i modernizacji podsektora wytwarzania i energii elektrycznej ma technologia CCS⁴. Co najmniej dwie przesłanki uzasadniają jednak traktowanie opcji energetyki atomowej jako ważnego uzupełnienia krajowej bazy wytwórczej. Chodzi tutaj, po

² Warunkowy charakter tego założenia wynika stąd, że na obrzeżach głównego nurtu dyskusji o klimatycznych implikacjach emisji CO₂ funkcjonują również w obiegu naukowym poglądy, które w sposób zasadniczy kwestionują potrzebę radykalnej i bardzo kosztownej redukcji CO₂.

³ Argumentacje za tą drugą opcją, a przeciwko pierwszej przedstawia np. Verbruggen [2008].

⁴ Technologia ta przez wielu polityków, ekspertów i środowisk uważana jest za najważniejszą technologię, która pogodzić może racje bezpieczeństwa dostaw i redukcji CO₂. Stanowisko takie reprezentowane jest m.in. przez autorów przygotowanego dla Światowej Rady Energetycznej (*World Energy Council*) opracowania pt. *Decidnig the Future: Energy Policy Scenarios to 2050*. Streszczenie głównych tez tego opracowania przedstawia np. Schiffer [2008].

pierwsze, o korzyści wynikające z samej dywersyfikacji źródeł pozyskiwania energii elektrycznej oraz, po drugie, fakt, że energetyka atomowa stanowi już od dawna ważny, a w przypadku niektórych krajów najważniejszy komponent podsektora wytwarzania energii elektrycznej. W przeciwieństwie więc do technologii CSS, która dopiero wchodzi w fazę projektów demonstracyjnych⁵, a jej upowszechnienie stanie się możliwe w trudnej jeszcze do określenia perspektywie czasowej, dobrze już znana technologia jądrowa, dzięki stale dokonującemu się tu postępowi technologicznemu, stanowi opcję umożliwiającą najszybsze – w naszych warunkach – rozpoczęcie procesu zmniejszania tempa wzrostu emisji CO₂.

W tym kontekście rysuje się podstawowy cel tego artykułu. Jest nim próba wskazania, po pierwsze, na podstawowe zalety energetyki atomowej, które sprawiły, że od początku tej dekady wyraźnie widoczny jest ponowny wzrost zainteresowania tym sposobem wytwarzania energii elektrycznej, po drugie, na bariery, które jak pokazuje praktyka wielu krajów, ciągle hamują jej rozwój, i które z pewnością stanowiąc będą także istotną przeszkodę w naszych warunkach, po trzecie, warunki jakie trzeba spełnić, aby nastąpił rozwój energetyki atomowej. Aby stworzyć właściwy, merytoryczny kontekst dla realizacji tego celu warto jest najpierw wskazać na przyczyny, które złożyły się na notowany od końca lat 80. wyraźny regres energetyki atomowej w Stanach Zjednoczonych i Europie. Chodzi tu zwłaszcza o dwie, powiązane ze sobą kwestie, a mianowicie gwałtownie pogarszającą się wówczas konkurencyjność energetyki atomowej oraz rozpoczynający się w tym samym czasie proces liberalizacji sektorów energicznych w USA i Europie.

Kwestia konkurencyjności oraz implikacje liberalizacji sektora

Pogarszająca się konkurencyjność energetyki atomowej była wynikiem splotu wielu czynników, które wystąpiły od początku lat 90. Pierwsza grupa czynników wiązała się z rozbieżnym kierunkiem zmian kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach atomowych w stosunku do elektrowni węglowych, a zwłaszcza gazowych, których ilość zaczęła bardzo szybko rosnąć. Wywołane awariami obawy o stan bezpieczeństwa energetyki atomowej spowodowały radykalne zaostrenie wymagań i standardów, których spełnienie miało minimalizować ryzyko wystąpienia groźnego dla ludzi i środowiska skażenia. Oznaczało to gwałtowny wzrost kosztów wytwarzania w już istniejących obiektach, jak również wzrost nakładów inwestycyjnych związanych z budową nowych elektrowni atomowych. Ponadto w tym samym czasie dokonywała się zasadnicza zmiana sytuacji na światowym rynku surowców energetycznych. Chodziło tu zwłaszcza o rynek ropy i gazu, które w dekadzie lat 90. stały się

⁵ Warto tu odnotować, że jeden z 12 współfinansowanych przez UE projektów demonstracyjnych będzie realizowany w Elektrowni Bełchatów. Szerzej o samej metodzie i problemach związanych z jej stosowaniem pisze Szablewski [2009].

rynkami nabywców (obfitość podaży i znacznie mniejsza niż wcześniej rola dostaw z krajów należących do OPEC).

Zmiana ta spowodowała nie tylko usunięcie w cień problemu bezpieczeństwa dostaw, ale także gwałtowny, i jak się wydawało, trwały spadek cen paliw⁶, w tym także węgla, a tym samym i kosztów produkcji energii elektrycznej wytwarzanej z tych paliw i w konsekwencji cen energii elektrycznej. Spadek kosztów wytwarzania energii elektrycznej w największym stopniu dotyczył energetyki gazowej, co wiązało się z pojawieniem się tutaj nowych, bardzo efektywnych technologii spalania gazu w elektrowniach. Aby zrozumieć wagę implikacji spadku cen paliw, w tym przede wszystkim gazu, dla poziomu konkurencyjności energetyki gazowej w stosunku do atomowej, ale i także węglowej, należy uwzględnić czynnik różnic w strukturze kosztów i poziomie poszczególnych rodzajów energetyki.

W przypadku energetyki atomowej struktura uśrednionych, długookresowych (obejmujących cały okres eksploatacji, przy założeniu stopy dyskontowej na poziomie 10%) kosztów wytwarzania energii elektrycznej obejmowała koszty inwestycji (66%), koszty działalności i utrzymania (20%) oraz koszty paliwa (14%), z czego aż 3/4 tych kosztów dotyczyło kosztów wzbogacania uranu. Oznaczało to, że uśrednione, długookresowe koszty w bardzo niewielkim stopniu zależały od cen uranu. W przypadku energetyki gazowej struktura tych kosztów była skrajnie odmienna, bowiem aż 2/3 tych kosztów stanowiły koszty paliwa, a zatem energetyka gazowa była głównym beneficjentem spadku cen paliw. Co więcej, niski poziom nakładów inwestycyjnych szedł w parze z krótkim okresem budowy elektrowni gazowej i możliwością jej stopniowej rozbudowy, co dodatkowo sprzyjało obniżeniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej w tego rodzaju źródłach oraz, co niemniej istotne, ryzyka związanego z budową i eksploatacją tego rodzaju źródeł [Nuttall, Taylor, 2008, s. 2-3].

O ile bowiem okres budowy elektrowni gazowej wynosił nie więcej niż dwa lata, o tyle w przypadku elektrowni atomowej wynosił on co najmniej 10 lat, przy zakładanym okresie eksploatacji takiej elektrowni nawet do 60 lat, co jest okresem znacznie dłuższym od okresu, na jaki z reguły kalkuluje się zaktualizowaną wartość wyłożonego na budowę tego rodzaju elektrowni kapitału. Musiało to więc w sposób zasadniczy podnieść nie tylko poziom jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach atomowych – były one, jak szacowano, od 3 do 4 razy wyższe niż w elektrowniach gazowych [Grimston, 2007, s. 394] – ale i także rozmiar ryzyka ponoszonego przez inwestorów rozważających budowę tego rodzaju źródeł wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza jeśli dodatkowo uwzględnić, że wielkość faktycznie ponoszonych nakładów inwestycyjnych oraz czas budowy były z reguły odpowiednio znacznie wyższe i dłuższe od zakładanych.

⁶ Często przywoływanym symbolem wiary w trwałość zniżkowej tendencji cen ropy, która była i nadal pozostaje ważnym punktem odniesienia dla cen gazu i węgla była słynna okładka *The Economist* (27 March 1999) zapowiadająca możliwość spadku cen ropy do poziomu 5\$ za baryłkę.

Znaczenie kwestii ryzyka trzeba widzieć w szerszym kontekście prorynkowych reform, które od końca lat 80. rozpoczęły się w sektorach energetycznych USA i Europy. Nie wchodząc w szczegóły, pakiet tego rodzaju reform obejmował m.in. wprowadzenie konkurencyjnych rynków energii elektrycznej i gazu, a także, co ma tutaj również znaczenie, działania na rzecz likwidacji lub przynajmniej znacznego osłabienia pionowej struktury przedsiębiorstw, w tym zwłaszcza powiązań przedsiębiorstw wytwórczych z rynkiem zbytu⁷. Efektem tego rodzaju reformy była zasadnicza zmiana alokacji ryzyka związanego z inwestycjami w źródła wytwarzania i prowadzeniem działalności wytwórczej.

Z punktu widzenia inwestorów tradycyjny model funkcjonowania energetyki umożliwił minimalizację tego ryzyka, dzięki po pierwsze, istnieniu monopolu w sprzedaży energii elektrycznej do końcowych odbiorców połączonego z regulowanymi w sposób administracyjny cenami, po drugie, dominacji zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw elektroenergetycznych, które zapewniały wytwórcom dostęp do rynku zbytu oraz, po trzecie, powszechności kontraktów długoterminowych zawieranych na okres 20-30 lat. Tego rodzaju rozwiązania stabilizowały bowiem w długim okresie strumień przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na poziomie zapewniającym zwrot poniesionych kosztów wraz z niezbędną stopą zwrotu, a zatem przenosiły większość ryzyka związanego z wytwarzaniem energii elektrycznej na odbiorców. W tych zatem warunkach możliwe było pozyskanie na korzystnych warunkach środków niezbędnych do sfinansowania kosztownych projektów inwestycyjnych w energetyce węglowej, a zwłaszcza atomowej.

Liberalizacja sektora, w tym zwłaszcza tworzenie konkurencyjnych hurtowych, a zwłaszcza detalicznych rynków energii elektrycznej w sposób zasadniczy zmienia alokację ryzyka. Rynki konkurencyjne z natury rzeczy nie zapewniają bowiem w sposób *ex ante* stabilizacji strumienia przychodów dla wytwórców. Szczególnie ważny jest tu potwierdzony – przez praktykę działania rynków konkurencyjnych w pierwszym okresie ich rozwoju – fakt, że wykluczają one możliwość zawierania przez wytwórców długookresowych kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej. W tej sytuacji musi to oznaczać zasadniczy wzrost kosztu kapitału, tak aby rekompensować różnego rodzaju ryzyka powstające w okresie budowy i funkcjonowania elektrowni atomowej. Wreszcie liberalizacja energetyki w warunkach szybko rozwijającego się sektora energetyki gazowej prowadziła do stopniowego wzrostu korelacji cen energii elektrycznej z cenami gazu, co oznaczało, że wysokie w przypadku tego rodzaju energetyki ryzyko wzrostu cen gazu w coraz większym stopniu mogło być przenoszone na odbiorców [Finon, Roques, 2008] oraz [Joskow, 2005, s. 6 i dalsze].

Biorąc zatem pod uwagę, że po pierwsze, procesy liberalizacji energetyki przebiegały głównie w krajach wysoko rozwiniętych oraz po drugie, że w krajach

⁷ Problematyka liberalizacji ma już w Polsce stosunkowo bogate piśmiennictwo, choć nadal w niewystarczającym stopniu jest ona przedmiotem pogłębionej analizy teoretycznej, uwzględniającej podstawowe założenia teorii ułomności rynków oraz implikacji, jakie tego rodzaju rynki rodzą w zakresie relacji między czynnikiem publicznym a siłami rynkowymi. Szerzej o tym np. w Szablewski [2003].

tych ważne znaczenie posiada opinia publiczna, która w większości, a w niektórych krajach w zdecydowanej większości była przeciwna energetyce atomowej, nie dziwi więc, że musiało to spowodować tam zablokowanie jej rozwoju, przy jednoczesnym kontynuowaniu tego rozwoju w krajach rozwijających się, gdzie tego rodzaju – niesprzyjające dla energetyki atomowej – warunki nie występowały. Powstaje w związku z tym pytanie, w czym upatrywać notowany obecnie ponowny wzrost zainteresowania energetyką atomową w Stanach Zjednoczonych oraz Europie i czy, biorąc pod uwagę stan zaawansowania procesów liberalizacji energetyki w tych krajach, będzie możliwe, aby zainteresowanie to przerodziło się w konkretne decyzje uruchamiające procesy inwestycyjne w energetyce atomowej.

Przesłanki obecnego zainteresowania energetyką atomową

Kolejny, datujący się na początek obecnej dekady, zwrot w podejściu do energetyki atomowej – określane czasami jako renesans energetyki atomowej – jest o tyle zaskakujący, że jeszcze w drugiej połowie lat 90. dosyć powszechnie wyrażano przekonanie o jej postępującym zaniku [Nuttal, Taylor, 2008, s. 7]. Warto podkreślić, że pierwszymi sygnałami odwracającego się w tym zakresie trendu były, po pierwsze, fakt, że od 1998 r. nie została już zamknięta żadna elektrownia atomowa [Joskow, 2005, s. 4] oraz po drugie, notowany od początku obecnej dekady gwałtowny wzrost zainteresowania inwestorów nabywaniem udziałów w amerykańskich elektrowniach atomowych. O ile jeszcze do sierpnia 2000 r. tego rodzaju rynek był rynkiem, na którym liczni posiadacze udziałów w poszczególnych elektrowniach nie mogli liczyć na ich sprzedaż po cenach wyższych niż 30\$ za kW zainstalowanej mocy (w okresie czerwca 1999 r. do sierpnia 2000 dokonano czterech transakcji sprzedaży udziałów po cenach niższych niż 30\$), o tyle już we wrześniu tego roku cena wzrosła odpowiednio do poziomu 660\$ i rosła w kolejnych latach osiągając w 2008 r. poziom prawie 900\$ [Nuttal, Taylor, 2008, s. 7]⁸.

Innym przejawem odbudowy zaufania do energetyki atomowej jest notowane w ostatnich latach na masową skalę zjawisko przedłużania okresu eksploatacji istniejących już elektrowni atomowych, przeciętnie o 20 lat. I tak, w 2006 r. ze 104 działających w USA elektrowni, atomowych, 47 już uzyskało zgodę na tego rodzaju przedłużenie, 9 wniosków było w toku rozpatrywania, w 25 przypadkach deklarowano zamiar złożenia. Podkreśla się również, że decyzja o wydłużeniu okresu eksploatacji łączy się często z podejmowaniem znaczących inwestycji modernizacyjnych, w związku z czym nie wyklucza się, że po pierwsze, moc w tego rodzaju źródłach wytwórczych ulegnie zwiększeniu (nawet o 4500 MW) oraz po drugie, nie wyklucza się, że w przyszłości okres eksploatacji może zostać powtórnie przedłużony. Wreszcie chyba najbardziej

⁸ Urealnione przez tych autorów wartości sprzedaży udziałów w poszczególnych elektrowniach (poprzez uwzględnienie długości okresu, jaki pozostał do wygaśnięcia koncesji), nie zmieniają w sposób istotny faktu, że ceny tych udziałów po 2000 r. bardzo szybko rosły.

spektakularnym symbolem odradzania się wiary w tego rodzaju energetykę jest przypadek jednej z elektrowni amerykańskich, która z powodu wybuchu pożaru została zamknięta w 1975 r. (zaledwie po dwóch latach eksploatacji), aby po wielu latach, w wyniku podjętej w 2002 r. decyzji o jej modernizacji, doszło do jej ponownego uruchomienia w 2007 r. [Joskow, 2005, s. 6].

Z kolei w Europie zwrot w podejściu do energetyki atomowej przejawia się głównie w podjęciu na nowo dyskusji o jej przyszłości i narastającym, zwłaszcza w kręgach politycznych i gospodarczych, przekonaniu o potrzebie wycofania się zarówno z decyzji skracających okres działania elektrowni atomowych, jak i decyzji zakazujących budowy nowych źródeł [Grimston, 2007, s. 407 i dalsze]. Nie zmienia się natomiast w sposób istotny negatywne nastawienie opinii publicznej do energetyki atomowej, co niewątpliwie utrudniało dotąd, a jeszcze częściej, uniemożliwiało podejmowanie tego rodzaju decyzji. Poza Belgią, gdzie udało się przeforsować wycofanie się z decyzji nakazującej wcześniej zamknięcie elektrowni atomowych, w pozostałych krajach opór opinii publicznej okazał się na tyle skuteczny, aby zablokować tego rodzaju inicjatywy. Widać jednak wyraźnie narastającą w tych krajach determinację w stworzeniu warunków umożliwiających rozwój energetyki atomowej, wyraźną zwłaszcza w takich krajach, jak Niemcy, Szwecja czy Włochy.

Podobnie jak i w przeszłości również i teraz na powrót zainteresowania energetyką atomową składają się przyczyny o różnym charakterze. Niewątpliwie ważną rolę odgrywają tutaj przyczyny o charakterze technologicznym związane z dokonującym się postępem w zakresie konstrukcji atomowych bloków energetycznych, który pozwala skracać czas i obniżać nakłady na ich budowę, ale i także zwiększać sprawność energetyczną, niezawodność i poziom bezpieczeństwa w elektrowniach atomowych. Jak się wydaje, jeszcze ważniejszą rolę odgrywają tutaj zaostrzające się wymagania dotyczące redukcji gazów cieplarnianych. Ważną zmianą może być tutaj wybór nowego prezydenta w Stanach Zjednoczonych. Pierwsze zapowiedzi nowej administracji amerykańskiej zdają się wskazywać na odejście, od zajmowanego wcześniej, sceptycznego stanowiska USA wobec promowanych, zwłaszcza przez Komisję Europejską, poglądów wskazujących na negatywny wpływ emisji CO₂ na zmiany klimatyczne. Świadczą o tym również podejmowane tam różne inicjatywy w zakresie wspierania rozwoju niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej [*Successful So far...*, 2009].

Kolejnym ważnym tu czynnikiem jest ponowny powrót obaw o bezpieczeństwo dostaw, zwłaszcza dostaw gazu. Wyjątkowo korzystne pod tym względem warunki do rozwoju energetyki opartej na tym paliwie sprawiły, że w latach 90. wzrost potencjału wytwórczego dokonywał się w krajach wysoko rozwiniętych praktycznie wyłącznie poprzez budowę nowych elektrowni gazowych. Szczególnym przypadkiem pod tym względem jest Wielka Brytania. Błyskawiczny rozwój tego rodzaju energetyki⁹ – w ciągu dekady lat 90. udział energetyki gazowej wzrósł tam z poziomu zerowego do 20% potencjału – był możliwy

⁹ W literaturze brytyjskiej ten gwałtowny rozwój energetyki gazowej określany jest terminem „pędu do gazu”.

w dużym stopniu dzięki obfitym, własnym zasobom gazu na Morzu Północnym¹⁰. Kiedy jednak zasoby te zaczęły się stopniowo wyczerpywać, zaś zwiększający się stopień zależności od importu gazu zbiegł się w czasie z dwoma, wynikającymi z przyczyn politycznych, przypadkami przerw w dostawach gazu rosyjskiego do Europy, obawa o bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w warunkach tak dużego udziału energetyki gazowej, ponownie zaczęła stawać się ważnym wyznacznikiem brytyjskiej polityki energetycznej. W ramach tak zmieniających się priorytetów tej polityki, zmieniało się również podejście do energetyki atomowej, postrzeganej raz jeszcze jako bezpieczne źródło dostaw energii elektrycznej. Czynnikiem decydującym był tu fakt, że w przeciwieństwie do gazu, zasoby surowców, z których pozyskuje się paliwo do tego rodzaju elektrowni, są nie tylko bardziej równomiernie rozmieszczone, ale co jeszcze ważniejsze, większość z nich zlokalizowana jest w krajach, które nie rodzą obaw, że fakt ich posiadania może stać się instrumentem realizowania celów politycznych czy religijnych¹¹.

Wreszcie, jak się dowodzi, w sposób zasadniczy zaczęła zmieniać się ekonomika produkcji energii elektrycznej na korzyść źródeł atomowych. W raporcie przygotowanym przez *World Nuclear Association* (WNA) stwierdza się, że działające w podstawie systemu, elektrownie atomowe stanowią najbardziej ekonomiczny sposób wytwarzania energii elektrycznej, nawet bez uwzględniania dodatkowych czynników związanych z geopolitycznymi oraz ekologicznymi uwarunkowaniami, które przemawiają na korzyść energetyki atomowej [*The New Economics...*, 2005, s. 6 i dalsze]. Konkluzja ta opiera się na przekonaniu, że o jej konkurencyjności w stosunku do innych technologii uzyskiwania energii elektrycznej przesądzi w najbliższych latach spadek wszystkich rodzajów kosztów. Chodzi tu zwłaszcza o:

- po pierwsze, koszty budowy źródeł atomowych, których znaczące obniżenie będzie możliwe dzięki standaryzacji w zakresie konstrukcji oraz organizacji procesów ich budowy w sposób istotnie skracający czas uruchamiania produkcji w nowych obiektach,
- po drugie, koszty finansowania, które będą spadać wraz z upowszechnieniem się standaryzacji, o której mowa wyżej, a także spadkiem ryzyka regulacyjnego w wyniku wprowadzenia ułatwień w zakresie uzyskiwania koncesji oraz ustanowieniem klarownych zasad kształtowania standardów bezpieczeństwa na wszystkich etapach budowy i eksploatacji elektrowni atomowych,

¹⁰ Ważną rolę odegrało tutaj także otoczenie regulacyjne oraz działania samego regulatora – szerzej o tym w: [Szablewski, 2003, rozdz. 3 i 4].

¹¹ Trzeba podkreślić, że w kwestii wpływu energetyki atomowej na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii istnieje jednak spora rozbieżność. Obok prezentowanego tu stanowiska, które jak wydaje się ma poparcie większości ekspertów, a także ma poparcie rządu brytyjskiego – [*Meeting the Energy...*, 2008, s. 18-19] – są także poglądy, poparte odpowiednimi szacunkami, w których wskazuje się, że korzyści stąd wynikające są na tyle niewielkie, aby wyłącznie na tym gruncie uzasadniać potrzebę inwestowania w nowe elektrownie atomowe – [Kennedy, 2007, s. 3713-3714].

- po trzecie, koszty operacyjne, które już od wielu lat systematycznie się obniżają (na przykład w USA jednostkowe koszty spadły w latach 1990-2003 o 44%), i które charakteryzują się wyjątkową – w stosunków kosztów w elektrowniach węglowych, a zwłaszcza gazowych – stabilnością,
- po czwarte, koszty zamykania elektrowni atomowych i bezpiecznego magazynowania odpadów, które będą stanowić – w związku z poprawą efektywności produkcji energii elektrycznej, doskonaleniu sposobów magazynowania oraz wydłużaniu się czasu eksploatacji tych źródeł – coraz mniej znaczący element kosztów.

Ten bardzo optymistyczny obraz kosztowych przewag energetyki atomowej mógł wydawać się w ostatnich latach jeszcze bardziej przekonujący w związku z jednej strony z szybko rosnącymi cenami gazu i węgla, z drugiej zaś pojawieniem się nowego rodzaju kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej. Chodzi tutaj o koszty związane z emisją CO₂, które według wielu szacunków będą rosły. I tak na przykład według Międzynarodowej Agencji Energetycznej koszty wyemitowania 1 tony CO₂, w zależności od przyjętego scenariusza, wyniosą w 2030 r. odpowiednio 90\$ i 180\$ [*World Energy Outlook 2008*, s. 13].

Obrazu tego nie potwierdzają jednak w sposób jednoznaczny liczne, podejmowane w ostatnim czasie, próby oszacowania uśrednionych, rocznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, w oparciu o metodologię zdyskontowanych przepływów gotówkowych w całym okresie, obejmującym budowę i eksploatację elektrowni atomowej (tzw. *levelized cost methodology*, które będą dalej określane jako koszty uśrednione)¹². Wskazują one bowiem na wielkie zróżnicowanie kosztów produkcji 1MWh zawierające się w przedziale od 22.6\$ do 68.3\$¹³. Jest to wynikiem przyjmowania różnych założeń dotyczących wielkości nakładów inwestycyjnych i czasu budowy, kosztów operacyjnych, wysokości stopy dyskontowej i modeli finansowania różniących się relacją kapitałów własnych i obcych oraz kosztów zamknięcia i magazynowania odpadów. Ta różnorodność, jak się tu podkreśla, odzwierciedla różny stopień zaufania w wiarygodność tego rodzaju szacunków. Dotyczy to przede wszystkim najważniejszego, dla kształtowania się długookresowych, uśrednionych kosztów, czynnika, jakim są nakłady kapitałowe, które według Kennedy [2007, s. 3704] zawierają się w bardzo szerokim przedziale, ze względu na różnice w kosztach samej budowy (od 500 funtów brytyjskich/kW do odpowiednio 2500), czasu budowy (od 60 do 120 miesięcy) oraz kosztu kapitału (od 5% do 10%).

Stan głębokiej rozbieżności w ocenie ekonomiki produkcji energii elektrycznej w elektrowniach atomowych jest – jak podkreślają Roques i inni [2006, s. 3 i dalsze] – przejawem głębszego problemu, jakim jest różnie rozumienie wpływu liberalizacji energetyki na ekonomikę i finansowanie energetyki atomowej. Docieramy tu do, odnotowanej już wcześniej, najbardziej istotnej – z punktu

¹² Szerzej o tej metodologii pisze: Joskow, [2005, s 11 i dalsze].

¹³ Zestawienie najważniejszych założeń i wyników tego rodzaju analizy przeprowadzonej przez 6 różnych ośrodków badawczych prezentuje np.: Roques, Nuttall, Newbery, de Neufville, Connors, *Nuclear Power: A Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices*, „The Energy Journal”, 2006, 27,4, s. 5.

widzenia analizy stopnia konkurencyjności energetyki atomowej w stosunku do innych technologii wytwarzania energii elektrycznej – cechy liberalizacji, jaką jest zmiana alokacji ryzyka. Chodzi tu o to, że nawet w przypadku, gdy uśrednione koszty (*levelized costs*) energii elektrycznej w elektrowniach atomowych kształtują się na poziomie uśrednionych kosztów innych technologii, to i tak dla kierującego się przesłankami komercyjnymi inwestora, energetyka atomowa nie jest atrakcyjną opcją, zwłaszcza w tych krajach, które zrealizowały postulat pionowej demonopolizacji sektora. Tego rodzaju restrukturyzacja sektora oznacza bowiem odcięcie wytwórcom energii elektrycznej dostępu do rynku końcowych odbiorców energii elektrycznej i uzależnienie ich kondycji finansowej od wysoce zmiennego rozmiaru sprzedaży i wysokości cen na konkurencyjnych, hurtowych rynkach energii elektrycznej.

Konsekwencją tego rodzaju argumentacji zakwestionowanie [Roques i inni, 2006, s. 4] przydatności tradycyjnego i szeroko rozpowszechnionego podejścia do analizy konkurencyjności energetyki atomowej opartej na wspomnianej wyżej metodologii uśrednionych kosztów. Metodologia ta dobrze bowiem sprawdzała się w warunkach stabilnego otoczenia regulacyjnego, które charakteryzowało tradycyjny model funkcjonowania energetyki (w okresie poprzedzającym liberalizację). Zawodzi ona jednak w okresie, gdy liberalizacja przesuwa na inwestorów w źródła wytwarzania nie tylko całe ryzyko związane z wytwarzaniem energii elektrycznej, ale co więcej, znacząco podnosi to ryzyko, w związku z szerokim zakresem niepewności, co do wpływu czynników, od których zależy opłacalność budowy elektrowni atomowych w stosunku do innych rodzajów źródeł wytwarzania. A zatem – jak podkreślają Nuttal and Taylor [2008, s. 5] oraz Joskow [2005, s. 4] – ciężar analizy musi przenieść kwestie związane, po pierwsze, z rozpoznawaniem źródeł i rozmiaru poszczególnych rodzajów ryzyka w energetyce atomowej oraz po drugie, sposobami jego zmniejszenia, w tym takiej alokacji poszczególnych rodzajów ryzyka, aby przenosić je na podmioty najlepiej przygotowane do zarządzania nimi. Kwestie te wymagają szerszego rozważenia, zwłaszcza że po pierwsze, rzadko są one podnoszone w toku krajowej dyskusji oraz po drugie, wiąże się z nimi potrzeba redefiniowania stosunku do liberalizacji energetyki.

Rodzaje, źródła i rozmiar ryzyka w energetyce atomowej

Rozwój energetyki atomowej zawsze charakteryzował zwiększony, w stosunku do innych technologii wytwarzania energii elektrycznej, rozmiar ryzyka, którego struktura tylko w części ma specyficzny dla niej charakter. Do najważniejszych rodzajów ryzyka zalicza się ryzyka związane z fazą przygotowania i budowy, fazą eksploatacji (ryzyka związane z poziomem efektywności i ryzyka rynkowe) oraz fazą zamykania elektrowni atomowej, a także występujące we wszystkich tych fazach ryzyko polityczne oraz regulacyjne.

Jeśli chodzi o ryzyka powstające w początkowej fazie, tj. w okresie poprzedzającym rozpoczęcie budowy, to dotyczą one głównie, po pierwsze, skomplikowanych i podlegających – w różnym do przewidzenia stopniu – zmia-

nom procedur ubiegania się o koncesję oraz po drugie, uzyskiwania zgody na lokalizację przyszłej elektrowni. Doświadczenia, zwłaszcza amerykańskie, pokazują [Joskow, 2005, s. 4], że okres ten w wielu przypadkach niezwykle się wydłuża, głównie ze względu na występowanie wielu barier. Mają one nie tylko charakter biurokratycznych utrudnień, ale i także, a często przede wszystkim, polegają na trudnościach związanych z uzyskaniem aprobaty społecznej, zwłaszcza w odniesieniu do kwestii lokalizacji elektrowni atomowej. Pod tym względem ryzyko, przynajmniej znacznego wydłużenia, a w najgorszym przypadku nieuzyskania zgody na rozpoczęcie budowy jest nieporównanie wyższe, niż w przypadku tradycyjnych źródeł opartych na gazie czy węglu.

Ważnym faktem w odniesieniu do energetyki atomowej jest rozkład ryzyka w czasie. Zasadnicza część ryzyka przypada bowiem na sam okres budowy elektrowni atomowej. Ogromny rozmiar ponoszonych w tym czasie nakładów sprawia, że każde wydłużenie się okresu budowy w sposób istotny przekłada się na wzrost kosztów jej finansowania oraz kosztów uśrednionych. I tak według niektórych szacunków [Financing of New, 2008, s. 8] zdarzające się często w przeszłości przypadki wydłużenia budowy powodowały w niektórych krajach większy od 2 do 5% poziom kosztów finansowania w stosunku do innych technologii. Z kolei inne szacunki wskazują, że wydłużenie czasu budowy o 24 miesiące podnosi poziom kosztów uśrednionych o 10%, podczas gdy w przypadku elektrowni węglowej i gazowej ten wzrost wynosi odpowiednio 7% i 3% [Finon, Rouges, 2008, s. 4].

Ryzyko przedłużenia budowy i wzrostu jej kosztów wynika tutaj:

- po pierwsze, z trudności na jakie napotyka zarządzanie projektem, w których obok samego przedsiębiorstwa wytwórczego uczestniczą również inne podmioty, w tym dostawcy podstawowych elementów wyposażenia elektrowni, w tym zwłaszcza reaktorów, wykonawcy projektu, czyli przedsiębiorstwa realizujące proces budowy oraz pożyczkodawców; ponadto podkreśla się, że obecnie ryzyko to wydatnie wzrosło w związku z faktem, że długa przerwa w budowie elektrowni atomowych sprawiła, że wszystkim uczestnikom tego procesu brakuje niezbędnego, praktycznego doświadczenia związanego z realizacją tego rodzaju projektów,
- po drugie, z faktu, że obecna generacja reaktorów atomowych (tzw. „Generation 3”¹⁴) ciągle jeszcze ma status niesprawdzonej w praktyce technologii (tzw. FOAK czyli *first-of-a-kind*), co nie tylko podnosi koszty budowy pierwszych takich reaktorów, ale także zwiększa ryzyko przekraczania założonych harmonogramów ich budowy, na co wskazują doświadczenia z przeszłości, a także i dotyczące obecnie budowanych elektrowni.

Inne źródło ryzyka wiąże się tutaj z niepewnością dotyczącą rozmiaru samych kosztów budowy (tzw. *overnight costs*). Szacunki tych kosztów w odniesieniu do konkretnego projektu dokonywane przez inwestora i dostawców podstawowego wyposażenia różnią się od 50 do 100% [Financing of New...,

¹⁴ Składają się na nią trzy typy oferowanych obecnie przez różnych producentów typy reaktorów określanych jako ABWR, EPR i AP1000).

2008, s. 7]. Różnice te w dużym stopniu wynikają z ciągle niewielkiej liczby realizowanych projektów, co oznacza, że większość dostępnych danych do ich szacunku pochodzi od samych producentów wyposażenia, w tym zwłaszcza reaktorów. Rodzi się w związku z tym uzasadnione przypuszczenie [Kennedy, 2007, s. 3706], że koszty te mogą być zaniżane po to, aby zwiększyć prawdopodobieństwo podejmowania decyzji o nowych elektrowniach.

Czynnik niepewności związany z *FOAK* jest również głównym źródłem pierwszej grupy ryzyk dotyczących okresu po uruchomieniu elektrowni (ryzyka związane z poziomem efektywności). Dotyczą one zwłaszcza stopnia awaryjności, a w związku z tym niezawodności nowych reaktorów, która ze względu na bardzo wysoki udział kosztów stałych ma ogromne znaczenie dla poziomu efektywności produkcji energii elektrycznej. Rozmiar tego rodzaju ryzyk winien się sukcesywnie zmniejszać wraz z upowszechnianiem się nowych reaktorów, co jednak, biorąc pod uwagę długi okres przygotowania i budowy elektrowni atomowych, znacznie wydłuża perspektywę, w której można oczekiwać ich spadku i zmniejszenia oczekiwanej przez inwestorów premii z tego tytułu. Doświadczenia z przeszłości wskazują jednak na potrzebę ostrożności w formułowaniu tego rodzaju założeń, bowiem nawet w przypadku dobrze już sprawdzonych reaktorów, kredytodawcy nie byli skłonni ponosić jakiegokolwiek ryzyka dotyczącego niezawodności ich pracy [Finon, Roques, 2008, s. 5]. Niewątpliwie ważnym czynnikiem ryzyka są zagrażające zdrowiu (ze względu na promieniowanie) awarie i wypadki w elektrowniach atomowych. Ich wystąpienie w przeszłości powodowało, po pierwsze, bardzo znaczące zaostrzenie wymagań związanych z bezpieczeństwem i odpowiednio wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w tego źródłach oraz po drugie, podejmowanie pod naciskiem opinii publicznej zmian w polityce energetycznej, w kierunku odchodzenia od energetyki atomowej, z czym często wiązała się polityka wymuszonego zamykania elektrowni atomowych, na długo przed zakładanym wcześniej terminem zakończenia eksploatacji poszczególnych elektrowni (tzw. polityka *phase-out*). W obu przypadkach mogłoby to oznaczać zasadnicze pogorszenie – w stosunku do zakładanej w okresie podejmowania decyzji o budowie poszczególnych elektrowni – rentowności wytwarzania energii elektrycznej w jego źródłach.

W przypadku drugiej grupy ryzyk określanymi mianem ryzyk rynkowych, najważniejszymi jej składnikami są ryzyka wynikające z niepewności co do kształtowania się rynkowych cen paliw i energii elektrycznej oraz opłat za emisję CO₂ [Finon, Roques, 2008, s. 5]. Głównymi zagrożeniami dla opłacalności inwestycji w energetykę atomową są tutaj:

- po pierwsze, przedłużające się okresy niskich cen energii elektrycznej – ze względu na wysoki udział kosztów stałych elektrowni atomowych,
- po drugie, wysoki w warunkach liberalizacji stopień korelacji cen energii elektrycznej z cenami paliw i opłat za CO₂ (o czym już wspomiano wcześniej), który zabezpiecza energetykę węglową i gazową przed ryzykiem wzrostu tych cen i opłat, co w połączeniu z niższym tam rozmiarem całkowitego ryzyka w stosunku do energetyki atomowej, czynić może tę ostatnią nieatrakcyjną opcją dla inwestorów kierujących się przesłankami komercyjnymi,

- po trzecie, utrzymywanie się w przyszłości niskich opłat za CO₂, co oznaczałoby odebranie elektrowniom atomowym zdolności do skutecznego konkurowania z energetyką gazową, a zwłaszcza węglową.

Trzecia grupa ryzyk wiąże się z fazą zakończenia pracy elektrowni atomowej, a dotyczy zwłaszcza kwestii ostatecznego miejsca składowania zużytego paliwa. Choć na pierwszy rzut oka jest to bardzo odległy w czasie problem, to fakt, że w prawie żadnym kraju problem ten nie został jeszcze rozwiązany w sposób jednoznaczny i społecznie akceptowalny stanowić może istotny czynnik ryzyka powstrzymujący potencjalnych inwestorów przed angażowaniem się w finansowanie nowych elektrowni atomowych. W USA problem ten polega na trudnościach, na jakie napotyka rząd federalny, aby wywiązać się z podjętego zobowiązania, że bierze na siebie znalezienie miejsca i zapewnienie warunków bezpiecznego składowania tam odpadów atomowych. Mimo że miejsce to zostało już wstępnie wybrane, to opór lokalnej opinii publicznej oraz wywodzących się z tego regionu polityków powoduje ciągle odkładanie w czasie momentu podjęcia ostatecznej decyzji [*The Future of Nuclear...*, 2003, s. 63].

Na odrębne potraktowanie zasługują wreszcie niezwykle istotne w przypadku energetyki atomowej składniki ryzyka określane jako ryzyko regulacyjne i polityczne¹⁵. Ryzyko regulacyjne wiąże się z niepewnością, co do skali, kierunków i wynikających stąd implikacji kosztowych, zmian w tzw. otoczeniu prawno-regulacyjnym oraz sposobu działania instytucji publicznych działających w tym otoczeniu. W przypadku energetyki atomowej dotyczy to zwłaszcza regulacji prawnych oraz jakości procedur administracyjnych w obszarze ochrony środowiska oraz kwestii bezpieczeństwa, które determinują czas i koszty uzyskiwania koncesji i budowy elektrowni, jak również koszty w okresie jej eksploatacji i zamykania. Ryzyko regulacyjne jest tu w szczególnie silny sposób powiązane z ryzykiem politycznym, za którym kryje się niepewność, co do stopnia, w jakim rząd jest w stanie dotrzymać zadeklarowanych zobowiązań w zakresie rozwoju energetyki atomowej. Szczególnie instruktynny jest w tym zakresie przykład postawy rządów amerykańskich i francuskich wobec energetyki atomowej, która w dużym stopniu tłumaczy różne koleje jej rozwoju w obu krajach.

Kluczowa różnica polega tu na stopniu, w jakim stymulowany awariami elektrowni atomowych wzrost społecznego sprzeciwu wobec energetyki atomowej wpływał na zdolność obu rządów do wywiązywania się z zadeklarowanego na początku poparcia dla tego rodzaju energetyki. Dokonana w tym zakresie przez Delmasa i Heimana [2001] analiza wskazuje, że słabnięcie tego poparcia w przypadku rządów amerykańskich przełożyło się na takie zmiany otoczenia prawno-regulacyjnego, które w znaczący sposób podniosły koszty uzyskiwania niezbędnych koncesji i pozwoleń, jak również koszty budowy nowych elektrowni dokonujące się w tym zakresie. Słabnięcie to miało swoje źródło w konstrukcji systemu politycznego (władzy ustawodawczej i wykonawczej) i sądowego, która

¹⁵ Jest to niewątpliwie cecha wyróżniająca energetykę atomową bowiem żaden inny sektor gospodarki nie wywołuje tak silnych i mających szerokie poparcie społeczne, protestów, które zatem muszą stanowić dla rządów trudne wyzwanie o charakterze politycznym.

ułatwiała różnym grupom interesu wpływanie na mechanizmy decyzyjne, kształt otoczenia prawnoregulacyjnego oraz sposób działania procedur administracyjnych. W przeciwieństwie do USA, system polityczny, sądowy oraz sposób działania francuskiej administracji rządowej ułatwiał kontynuowanie przyjętej polityki, mimo nasilającego się również i tam negatywnego nastawienia opinii publicznej do energetyki atomowej. O polityce tej decydowały bowiem w największym stopniu kręgi zorientowanej ekspercko biurokracji rządowej wspierane przez prezydenta sprawującego formalną kontrolę nad energetyką atomową, w oparciu o założenie, że stanowi ona jeden z najważniejszych elementów bezpieczeństwa narodowego.

Uogólniając, ryzyko polityczne i regulacyjne zasługuje na uwagę dlatego, że ich rozmiar w największym stopniu uwarunkowany jest lokalnymi czynnikami, które określają stopień i warunki (koszt kapitału), na jakich dany kraj zdolny jest mobilizować kapitały prywatne do realizacji wielkich i o długim horyzoncie czasowym projektów inwestycyjnych, a takimi właśnie są inwestycje w energetyce atomowej. Kwestie te od dawna są już przedmiotem analizy, zwłaszcza z punktu widzenia ekonomii kosztów transakcyjnych, która pozwala określić wpływ, jaki na decyzje prywatnych przedsiębiorstw energetycznych wywiera kształt instytucji politycznych i regulacyjnych w danym kraju. Według jednego z najbardziej znanych w tym zakresie ujęć [Levy, Stiller, 1994] kluczową rolę w zmniejszaniu rozmiaru ryzyka regulacyjnego ma istnienie odpowiednich mechanizmów ograniczających stopień arbitralności w działaniach systemu regulacyjnego.

Mechanizmy te pozwalają bowiem zwiększyć stopień zaufania prywatnych inwestorów w stabilność systemu regulacyjnego traktowanego w kategoriach kontraktu, w rozumieniu, jakie nadał mu Williamson. Chodzi tu o taki kontrakt, w którym zakłada się, że każda zmiana dokonywana przez regulatora implikować będzie – odpowiednią do wielkości ponoszonych z tego tytułu przez inwestora kosztów – kompensatę. Delmas i Heiman [2001, s. 434-435] podkreślają za Williamsonem, że jest to podstawowy warunek umacniający wiarygodność szeroko rozumianego rządu w oczach prywatnych inwestorów. Tak rozumiana wiarygodność stanowi czynnik wspierający i ułatwiający podejmowanie inwestycji prywatnych. Jej znaczenie rośnie wraz ze wzrostem skali i wydłużaniem się horyzontu czasowego danej inwestycji. W przypadku energetyki atomowej znaczenie tego czynnika staje się więc zupełnie fundamentalne. Oznacza to zarazem ogromne znaczenie roli jakości instytucji państwowych w zmniejszaniu ryzyka regulacyjnego i politycznego.

Liberalizacja a rozwój energetyki atomowej

Problem ryzyka związanego z budową elektrowni atomowych nie stanowił w przeszłości bariery uniemożliwiającej rozwój tego rodzaju energetyki. Wsparcie polityczne, dostęp do publicznych źródeł finansowania inwestycji lub łatwość uzyskania gwarancji kredytowych, dominacja przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych oraz system regulacji cen oparty albo na gwarantowanym zwrocie

ponoszonych przez przedsiębiorstwa, a uzgodnionych z regulatorem nakładów inwestycyjnych albo – w przypadku stosowania cen socjalnych – na mechanizmach subsydiowania, umożliwiły przerzucenie całości lub znaczącej części ryzyka na odbiorców lub państwo. Liberalizacja sektora elektroenergetycznego nie tylko zwiększa to ryzyko – poprzez na przykład pojawienie się nieistotnego wcześniej ryzyka rynkowego – ale także w sposób radykalny zmienia sposób jego alokacji. Rozwój konkurencyjnych rynków energii elektrycznej, w tym zwłaszcza rynku detalicznego, oznacza bowiem w istocie przerzucenia tego ryzyka na dostawców energii elektrycznej stawiając w ten sposób pod znakiem zapytania zdolność rynków konkurencyjnych do generowania odpowiednich bodźców inwestycyjnych¹⁶. Niewątpliwie w największym stopniu – ze względu na skalę wydatków inwestycyjnych i sięgającą nawet 15 lat fazę przygotowania i budowy – wątpliwość ta dotyczy inwestycji w energetykę atomową.

Konstatacja ta wyraźnie koresponduje z faktami związanymi z dotychczasowym rozwojem energetyki atomowej. Po pierwsze, budowa wszystkich działających obecnie elektrowni atomowych w Europie i USA została rozpoczęta w okresie poprzedzającym liberalizację. Po drugie, stale rosnące od kilku lat zainteresowanie energetyką atomową i mnożące się analizy wskazujące na jej konkurencyjność w ciągle niewielkim stopniu wpływają na sferę realną. Poza wspomnianymi wyżej przypadkami przedłużania okresu eksploatacji istniejących już atomowych źródeł wytwarzania oraz znajdującymi się na różnym etapie zaawansowania projektami nowych elektrowni, w Stanach Zjednoczonych nie buduje się obecnie żadnej elektrowni atomowej. Z kolei w Europie budowane są obecnie dwie elektrownie atomowe, które są dobrym przykładem różnych sposobów pokonywania barier, jakie rodzi liberalizacja energetyki.

Powstaje w związku z tym pytanie, czy i w jakim stopniu kwestie ryzyka związane z budową elektrowni atomowych możliwe są do rozwiązania na gruncie zliberalizowanych sektorów elektroenergetycznych, w jakim zaś wymaga to tworzenia przez czynnik publiczny dodatkowych mechanizmów, które stymulowałyby – komercyjnie zorientowanych inwestorów – do wykładania środków na budowę nowych elektrowni atomowych. Odnosząc to pytanie do sfery polityki gospodarczej wyraźnie widać obecnie dwa podejścia, które różni rola, jaką przypisuje się państwu w wspieraniu rozwoju energetyki atomowej. Pierwsze z nich, reprezentowane przez rząd brytyjski, w dużym stopniu nawiązuje do założeń liberalizacji, bowiem opiera się na przeświadczeniu, że rolą państwa jest tworzenie ram prawnoregulacyjnych, które minimalizować mają ryzyko – przede wszystkim polityczne i regulacyjne – związane z podejmowaniem tego rodzaju decyzji, bez stosowania jednak adresowanych instrumentów wsparcia. W tym zatem podejściu, określanym czasami jako tworzenie równych warunków działania (*level playing field*), wybór technologii pozostawia się rynkowi i konku-

¹⁶ Kwestia związku między konkurencyjnymi rynkami energii elektrycznej a bodźcami inwestycyjnymi w nowe źródła wytwarzania jest od początku tej dekady przedmiotem niezwykle ożywionej debaty. Syntetyczny przegląd wyrażanych w niej poglądów i argumentacji zawiera Szablewski [2009].

rencji. Drugie podejście, reprezentowane z kolei przez rząd USA, zakłada dalej idącą ingerencję, bo wykorzystującą instrumenty adresowanego, bezpośredniego wsparcia inwestycji w energetyce atomowej, i w związku z tym określa się je jako podejście typu „wskazywanie zwycięzców” (*picking winners*)¹⁷.

W podejściu amerykańskim zwraca uwagę szeroki zakres już podjętych i ciągle inicjowanych nowych działań, które wspierać mają jej rozwój. Zmierzają one zarówno do skrócenia czasu i zmniejszenia kosztów ponoszonych w fazie uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i koncesji, w tym także dotyczących lokalizacji przyszłej elektrowni (chodzi tu o wiele konkretnych inicjatyw upraszczających niezwykle dotąd skomplikowaną fazę poprzedzającą rozpoczęcie budowy elektrowni atomowej), jak również do tworzenia ekonomicznych zachęt do inwestowania w nowe, atomowe źródła energii elektrycznej¹⁸. W tym drugim przypadku chodzi o zawarte w *Energy Policy Act of 2005* instrumenty w postaci ulg podatkowych, gwarancji kredytowych i kompensaty kosztów poniesionych z tytułu opóźnień spowodowanych wydłużających się procedur.

Wspólnym mianownikiem tych trzech instrumentów wsparcia jest to, że są one ograniczone – mogą z nich skorzystać inwestorzy którzy wybudowali pierwsze 6000 MW. Oparte są one założeniu, że zdobyte przez pierwszych inwestorów doświadczenia mają stworzyć warunki do znaczącego obniżenia kosztów budowy i w ten sposób umożliwić dalszy rozwój energetyki atomowej już bez dodatkowego wsparcia. Ponadto zawarty w tej ustawie pakiet stymulacyjny zawiera środki na badania i rozwój technologii atomowej oraz subsydia związane z zamykaniem starych elektrowni atomowych, a także przedłużenie – na okres 20 lat – obowiązywania przepisu określającego maksymalną wielkość odszkodowań z tytułu wypadków w elektrowni atomowej. Wreszcie dodatkowe środki na rozwój energetyki atomowej przewidziane są w przygotowanym przez nowego prezydenta (Obamę) pakiecie antykryzysowym [Christ, 2008, 2009], a także dyskutowane są obecnie nowe inicjatywy legislacyjne mające zwiększyć środki wspomagające budowę nowych elektrowni [NEI *Comments on Recent...*, 2009].

Interesująco w kontekście zadanego wyżej pytania o wpływ liberalizacji przedstawiają się także doświadczenia europejskie. Realizowane tu dwa projekty reprezentują różne, i w pewnym sensie, modelowe rozwiązania problemów związanych z ryzykiem budowy nowych elektrowni atomowych. Co ważne, oba rozwiązania zdają się wskazywać, że model liberalizacji obowiązujący w latach 90. nie przystaje do warunków, jakie muszą być spełnione, aby komercyjne zorientowani inwestorzy byli gotowi sfinansować budowę nowej elektrowni atomowej. Realizacja pierwszego z nich – *The Finnish Okiluoto III* – zwanego dalej projektem fińskim rozpoczęła się w 2005, zaś rok później EDF rozpoczął budowę następnej elektrowni Flamanville 3, – określaną dalej jako projekt francuski¹⁹.

¹⁷ Szerzej o obu podejściach z uzasadnieniem wyższości podejścia *level playing field* pisze Helm [2006].

¹⁸ Szerzej o obu rodzajach wsparcia dla energetyki atomowej pisze [Joskow, 2005, s. 18 i dalsze].

¹⁹ Zaprezentowany poniżej opis obu projektów oparto na [Finon, Roques, 2008, s. 16 i dalsze].

Szczególnie interesujący jest projekt fiński z uwagi na fakt, że jest on realizowany w kraju, który należy do ścisłej czołówki europejskiej, jeśli chodzi o stopień zaawansowania rynkowych reform sektora elektroenergetycznego. Warto w związku z tym przypomnieć, że reformy te obejmować miały pakiet posunięć, który doprowadzić miał do: po pierwsze, pionowej dezintegracji sektora, po drugie, stworzenia konkurencyjnej struktury rynku wytwarzania, co implikowało istnienie wielu podmiotów na rynku krajowym, po trzecie, uruchomienia konkurencyjnych hurtowych i detalicznych rynków energii elektrycznej, po czwarte, uczynienia z kreowanych na tych rynkach cen głównego bodźca dla inwestycji w nowe źródła wytwarzania oraz po piąte, wyparcia w związku z tym głównego wcześniej instrumentu wspierania inwestycji, jakim była instytucja długoterminowych kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej. Bliższa analiza warunków, na jakich opiera się realizacja projektu fińskiego wskazuje, że trudno byłoby wykorzystywać przykład tej inwestycji w charakterze argumentu wspierającego pogląd, że liberalizacja sektora w rozumieniu przedstawionym wyżej nie stanowi bariery, co najmniej utrudniającej rozwój energetyki atomowej.

Projekt fiński nie jest bowiem rodzajem inwestycji realizowanej samodzielnie przez jednego z wytwórców i opartej na założeniu, że zwrot nakładów będzie dokonywał się poprzez strumień przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży energii elektrycznej na konkurencyjnym rynku. Inwestorem jest tutaj rodzaj kooperatywy TVO utworzonej w przeważającej mierze przez dużych odbiorców energii elektrycznej z przemysłu papierniczego oraz inne podmioty. Formalnie największym jej uczestnikiem (60%) jest drugi pod względem udziału w rynku produkcji energii elektrycznej w tym kraju (23% [Mielczarski, 2002, s. 59]) wytwórca PWO, który w istocie stanowi także rodzaj kooperatywy tego samego typu odbiorców i który posiada już dwie elektrownie atomowe. Ponadto znaczący udział w TWO (25%) ma największy fiński wytwórca i dostawca (40% udziału w rynku) Fortum, jedna ze spółek dystrybucyjnych (6,6%) oraz miasto Helsinki (8,1%).

Ważnym elementem tego projektu były podjęte wcześniej i zakrojone na szeroką skalę działania podjęte przez rząd fiński, których głównym celem było zmniejszenie ryzyka politycznego i regulacyjnego. Działania te obejmowały długo trwający proces konsultacji społecznych, w rezultacie których uzgodniono odpowiednie zapisy w prawie energetycznym, uzyskano akceptację dla lokalizacji nowej elektrowni i wreszcie podjęto ustalenie w zakresie stworzenia odpowiedniej infrastruktury dla składowania radioaktywnych materiałów. Wreszcie kluczowym z punktu widzenia problemu alokacji ryzyka jest oparcie tego projektu na dwóch typach kontraktów. Pierwszy z nich, określanymi jako *turnkey contract*, przenosi ryzyko związane z budową i eksploatacją elektrowni na dostawcę reaktora (Arewę). Drugi typ kontraktów to klasyczne długoterminowe kontrakty na sprzedaż energii elektrycznej, które w całości przenosiły na odbiorców – uczestników kooperatywy – ryzyko rynkowe związane z produkcją energii elektrycznej.

Pierwszy typ dotyczy kontraktu z Arewą, która jest jednocześnie głównym wykonawcą projektu. Kontrakt ten składa się z dwóch istotnych czę-

ści. Pierwsza zawiera zobowiązanie dostawcy reaktora do pokrycie wszelkich kosztów przekraczających koszty określone w kosztorysie oraz rekompensaty w przypadku niedotrzymywania harmonogramu budowy. O znaczeniu tego rodzaju zapisów kontraktowych niech świadczy fakt, że w latach 2006-2007 Areva, z tytułu przekroczenia terminów i wzrostu kosztów budowy w związku z uwzględnieniem wymagań związanych z bezpieczeństwem, musiała zarezerwować około 800 mln euro. Druga część kontraktu stanowi o przyjęciu przez Arewę ryzyka związanego z eksploatacją nowej elektrowni. Zgodnie z kontraktem jest ona zobowiązana w ciągu 40 lat eksploatacji do wypłaty odszkodowań, w przypadku gdy na skutek awarii reaktora stopień jego obciążenia spadnie poniżej 91%.

Z kolei drugi typ kontraktów, to kontrakty długoterminowe, zawierane z odbiorcami energii elektrycznej z przyszłej elektrowni, które po pierwsze, obejmują bezprecedensowo długi okres (60 lat, tj. cały zakładany okres pracy elektrowni), podczas gdy typowe dla okresu przed liberalizacją kontrakty nie przekraczały 25 lat, po drugie, zawierają cenę opartą wyłącznie na rzeczywistych kosztach wytworzenia energii elektrycznej, a więc bez żadnego powiązania z przyszłą, rynkową ceną energii elektrycznej, po trzecie, zakładają, że wielkość zakupu energii elektrycznej przez poszczególnych członków kooperatywy będzie określona przez strukturę własnościową TVO, po czwarte, w przypadku zakupu mniejszych niż wynikających z powyższego założenia odbiorów (zakupu) energii elektrycznej, będą oni nadal zobowiązani do pokrywania kosztów stałych; innymi słowy w tym ostatnim przypadku kontraktowi odbiorcy będą zwolnieni tylko z opłaty odpowiadającej kosztom zmiennym nieodebranej energii elektrycznej.

Ten sposób realokacji ryzyka budowy i eksploatacji nowej elektrowni, a także radykalne zmniejszenie ryzyka regulacyjnego i politycznego przełożyło się na niezwykle korzystny mechanizm finansowania projektu. Aż 75% kosztów finansowanych jest poprzez kredyty udzielane na bardzo preferencyjnych warunkach. Główny kredyt w wysokości 1.85 mld euro kosztuje inwestorów 2,6% w okresie budowy, a po uruchomieniu elektrowni ostateczna stopa oprocentowania wzrośnie do 4,6%. Jak się podkreśla tego rodzaju preferencyjne kredyty były w przeszłości kwestionowane w kontekście obowiązującego w UE prawa o pomocy publicznej. W tym jednak przypadku niska stopa oprocentowania wyraża – jak się uważa – zaufanie banków w solidność zabezpieczeń opartych na obu typach kontraktu. W rezultacie niskiego kosztu i wysokiego udziału długu w finansowanie projektu oraz niskiego oczekiwanego zwrotu od kapitału własnego średni ważony koszt kapitału ukształtował się na poziomie 5%. Jest to bezprecedensowy niski poziom zważywszy szacunki czynione przy okazji innych będących na etapie przygotowania projektów nowych elektrowni atomowych, gdzie sama premia za ryzyko określana jest na poziomie 5,2%, zaś koszt kapitału na poziomie 12,5%. Tak korzystne warunki finansowania projektu fińskiego będą się w przyszłości przekładać – jak się szacuje – na bardzo niskie, oparte na kosztach wytworzenia ceny energii elektrycznej, które nie powinny być wyższe niż 24 euro za MWh [Roques i inni, 2006, s. 6].

Kolejny, francuski projekt pod wieloma względami różni się od projektu fińskiego, z których część jest o tyle interesująca, że pokazuje ten rodzaj uwarunkowań, które w obecnej chwili – jak się wydaje – będą przesądzać o możliwości budowy następnych elektrowni. Chodzi tutaj o fakt, że we Francji, podobnie jak w wielu innych krajach europejskich – przebieg liberalizacji nie skutkował istotnymi zmianami, jeśli chodzi o stopień demonopolizacji sektora elektroenergetycznego. Warto pamiętać, że silna monopolistyczna struktura rynków energii elektrycznej oparta na pionowo zintegrowanych przedsiębiorstwach postrzegana była, przez promotorów liberalizacji sektora elektroenergetycznego (a także innych sektorów sieciowych), jako główna przeszkoda w rozwoju rynków konkurencyjnych i regulowanych w sposób bodźcowy²⁰. EDF, mimo podejmowanych, choć trzeba przyznać, że z wyjątkową niechęcią przez generalnie niechętny reformom rynkowym w sektorze elektroenergetycznym rząd francuski, prób restrukturyzacji i prywatyzacji nie tylko utrzymał swoją bezdyskusyjną pozycję na krajowym rynku wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do końcowych odbiorców i status firmy z dominującym udziałem państwa, ale także wzmocnił swoją siłę, dzięki licznym przejęciom zagranicznych firm energetycznych oraz udziałowi w wielu prywatyzacjach, umacniając w ten sposób swoją pozycję największego pod względem kapitalizacji przedsiębiorstwa elektroenergetycznego na świecie.

Z punktu widzenia możliwości pozyskania środków na sfinansowanie projektów elektrowni atomowych, duży rozmiar przedsiębiorstwa oraz jego dostęp (dzięki pionowej integracji) do rynku zbytu energii elektrycznej stanowią podstawowe wymogi, od których zależy zdolność do realizacji tego typu projektów inwestycyjnych. EDF nie tylko w sposób bezdyskusyjny spełnia te warunki, ale także spełnia ponadto wiele innych warunków, które w sposób istotny zmniejszają różne ryzyka, które towarzyszą budowie elektrowni atomowych. Chodzi tu zarówno o to, że dominujący własnościowy udział państwa sytuuje tę firmę w korzystnej sytuacji, jeśli chodzi o możliwość pozyskania na korzystnych warunkach kredytów bankowych, ale i posiadane doświadczenie w budowie i eksploatacji tego typu elektrowni, jak również fakt, że większość z 59 zakładów eksploatujących reaktory atomowe posiada już w dużym stopniu zamortyzowaną infrastrukturę wytwórczą co zapewnia w najbliższych latach stabilny strumień przychodów. A zatem, nawet w przypadku utrzymywania się w przyszłości niskich cen gazu, węgla i opłat z tytułu emisji CO₂, EDF jest w stanie z własnych środków subsydiować odzyskiwanie nakładów na budowę nowej elektrowni. Innym ważnym czynnikiem sprzyjającym realizacji tego projektu jest fakt, że jego uczestnikiem jest ENEL – wielkie włoskie przedsiębiorstwo elektroenergetyczne, które pokrywa 12,5% ogólnych nakładów inwestycyjnych. Wreszcie, co ma tutaj również duże znaczenie, EDF realizuje swój projekt w bardzo korzystnym dla energetyki atomowej otoczeniu polityczno-prawnym, o czym była już wcześniej mowa. Wszystkie te czynniki składają się na stosunkowo niezłe – choć gorsze w porównaniu do okresu poprzedzającego liberalizację

²⁰ Szerzej o tym w krajowej literaturze np. [Szablewski, 2003].

oraz do projektu fińskiego – warunki jego finansowania. Szacuje się bowiem, że dla tego projektu średni ważony koszt kapitału kształtuje się na poziomie 9,3%, zaś przyszła, oparta na kosztach cena energii elektrycznej nie powinna być wyższa niż 46 do 48 euro/MWh.

Prezentacja obu realizowanych w Europie projektów budowy, jak również będące jeszcze na etapie przygotowań projekty budowy elektrowni atomowych w Stanach Zjednoczonych i Europie wskazują, że rozwój tego rodzaju energetyki wymaga sięgania po rozwiązania, które wyraźnie odbiegają od założeń leżących u podstaw liberalizacji sektorów elektroenergetycznych. Ogromne ryzyko towarzyszące budowie nowych elektrowni atomowych wymaga albo odwołania się do instytucji kontraktów długoterminowych, które przenosiłyby przynajmniej bardzo znaczącą część tego ryzyka na inne, niż inwestorzy podmioty, albo też istnienia na tyle dużych, pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw, aby dzięki posiadaniu bardzo znaczącej części rynku zbytu były one w stanie udźwignąć ciężar tego ryzyka.

W przypadku pierwszej ewentualności wystąpić mogą dwojakiego rodzaju trudności [Finon, Roques, 2008, s. 18]. Po pierwsze, barierą może okazać się znalezienie partnerów gotowych do zawarcia tak długich, bo sięgających 40 do 65 lat. Po drugie, tego rodzaju kontrakty mogą napotykać na sprzeciw regulatorów motywowany zarówno obawą o zmniejszenie płynności konkurencyjnego rynku elektrycznej, jak również ich dążeniem do rozszerzenia zakresu konkurencji detalicznej, której rozwój blokowany jest istnieniem kontraktów długoterminowych. W przypadku drugiej ewentualności oznaczałoby to, że rozwój energetyki atomowej zależy od zahamowania prorynkowych przekształceń struktury sektora, opartej m.in. na modelu wytwórcy komercyjnego, tj. wytwórcy, którego dominująca część przychodów kreowana jest na konkurencyjnym, hurtowym rynku energii elektrycznej.

Uwagi końcowe

Nie ma więc nic zaskakującego w tym, że mimo wyraźnego w ostatnim czasie zainteresowania energetyką atomową i mnożącymi się analizami wskazującymi na konkurencyjność tego sposobu wytwarzania energii elektrycznej, w stosunku zwłaszcza do energetyki opartej na gazie, a także i węgla, tak niewiele dzieje się w sferze realnej. Decydujące znaczenie ma tu fakt, że w warunkach liberalizacji wymagana przez inwestorów premia za ryzyko związane z budową i eksploatacją elektrowni atomowej na tyle znacząco podwyższa koszty finansowania tego rodzaju inwestycji, że ich podejmowanie przez komercyjnie zorientowanych inwestorów możliwe jest tylko w przypadku, jeśli: projekty te mają wsparcie czynnika publicznego w formie różnego rodzaju subsydiów (USA), albo „obudowane” są rozwiązaniami, które niwelują problem ryzyka, głównie poprzez instytucję odpowiednio długich kontraktów transferujących ryzyko budowy i rynkowe na inne podmioty, czy też wreszcie c), jeśli dotyczy to inwestorów zdolnych do samodzielnego udźwignięcia ciężaru tego rodzaju kosztów. W tym ostatnim przypadku redukuje to jednak liczbę potencjalnych

inwestorów do kategorii przedsiębiorstw, które działają w tradycyjnej formule pionowo zintegrowanego, i odpowiednio dużego – w kategoriach rozmiaru i stopnia dywersyfikacji posiadanego już potencjału wytwórczego oraz udziału w rynku zbytu – przedsiębiorstwa.

W przypadku każdej z tych okoliczności nie do przecenienia rolę do odegrania mają różnego rodzaju i szczebla organy władzy państwowej. Jakość ich działania ma bowiem decydujące znaczenie dla wielkości ryzyka polityczno-regulacyjnego. Rozmiar tego ryzyka zależy nie tylko od zdolności do tworzenia odpowiednich ram prawnoregulacyjnych, ale i także umiejętnego i skoordynowanego egzekwowania wymagań prawnoregulacyjnych, zwłaszcza w warunkach wyraźnie rysującego się konfliktu między dążeniem do pogłębiania liberalizacji sektora a tworzeniem warunków sprzyjających podejmowaniu inwestycji w energetyce atomowej. Wreszcie ważne znaczenie ma tu także zdolność instytucji państwa do radzenia sobie ze społecznym sprzeciwem wobec tego rodzaju energetyki. W ocenie ryzyka polityczno-regulacyjnego liczą się nie tylko obecne działania i deklaracje, ale być może jeszcze bardziej, stopień dojrzałości instytucjonalnej organów państwa, który zdeterminowany jest sposobem, w jaki dotąd organy państwa potrafiły radzić sobie z różnymi wyzwaniem. Wreszcie powstaje pytanie, w jakim stopniu – na gruncie obowiązywania unijnego prawa o pomocy publicznej – będzie możliwe stosowanie instrumentów finansowego wsparcia inwestycji w europejskiej energetyce atomowej.

Na gruncie tego rodzaju analizy uwarunkowań rozwoju energetyki atomowej nie ma więc podstaw do formułowania nadmiernie optymistycznych oczekiwań, co do przyszłości tego rodzaju energetyki. Ocenia się, że tempo inwestycji będzie tu znacznie mniejsze, w stosunku do składanych obecnie wielu zapowiedzi budowy nowych elektrowni atomowych. I tak w przypadku USA uważa się [Joskow, 2005, s. 26-27], że stymulowany bodźcami finansowymi rozwój energetyki atomowej będzie ograniczony pod trzema względami. Po pierwsze, z uwagi na stosunkową łatwość pozyskania aprobaty społecznej, budowa nowych bloków będzie odbywać się w miejscach, gdzie istnieją już tego rodzaju bloki. Po drugie, budowa nowych bloków będzie możliwa głównie w Stanach, które nie zdecydowały się na liberalizację sektorów elektroenergetycznych lub które wycofały się z tego rodzaju reform. Po trzecie, o podjęciu inwestycji przesądzać będzie siła wsparcia udzielanego przez władze lokalne. Z chwilą wygaśnięcia bodźców finansowych dalszy rozwój energetyki atomowej w tym kraju zależeć będzie od poziomu cen opłat za CO₂. Jeśli osiągną one poziom 25 do 50\$, stworzy to warunki do kontynuowania tego rozwoju²¹.

W krajach europejskich głównym czynnikiem sprzyjającym rozwojowi energetyki atomowej jest dokonujący się od lat, i kontestowany z pozycji rynkowych, proces pionowej i poziomej konsolidacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych [Finon, Roques, 2008, s. 12]. Chodzi tu zwłaszcza o powstanie grupy najwięk-

²¹ Trzeba podkreślić, że są również głosy, które bardziej optymistycznie oceniają szanse rozwoju energetyki atomowej w USA, choć ich wiarygodność obniża fakt, że pochodzą one głównie z kręgów związanych z tego rodzaju energetyką. Por. np. [Myers, 2005].

szych pod względem kapitalizacji przedsiębiorstw, które z jednej strony dysponują ogromnymi możliwościami mobilizowania kapitału własnego, jak również pozyskiwania kapitału obcego, z drugiej zaś mogą liczyć na ustabilizowany strumień przyszłych przychodów, dzięki posiadaniu znaczącego udziału w krajowym rynku dostaw energii elektrycznej do końcowych odbiorców, ale i także w rynkach dostaw w innych krajach. Do grupy tej należy 6 przedsiębiorstw (EDF, E.ON, Suez-Electrabel, Iberdrola, RWE, ENEL i Endesa), których poziom kapitalizacji przekracza 35 mld euro. W przypadku mniejszych podmiotów, ich zdolność do angażowania się w budowę elektrowni atomowych będzie zależać w znacznie większym stopniu od umiejętności rozłożenia ryzyka na inne podmioty lub państwo.

Co zatem wynika stąd dla przyszłości energetyki atomowej w Polsce? Powstałe w wyniku, mocno nadal krytykowanej operacji konsolidacji (poziomej i pionowej) sektora elektroenergetycznego, dwa największe krajowe przedsiębiorstwa kwalifikują się – pod względem wielkości – zaledwie do dolnej strefy drugiej grupy największych europejskich przedsiębiorstw. A zatem ich zdolność do podejmowania tego rodzaju inwestycji będzie w decydującym stopniu zależać od wielu dodatkowych okoliczności związanych zarówno z jakością ram prawnoregulacyjnych, dojrzałością instytucjonalną organów państwa oraz umiejętnością samych przedsiębiorstw w zakresie dzielenia się ryzykiem z innymi podmiotami. Czy w tym zakresie możliwy jest na tyle szybki postęp, aby w krótkim czasie przystąpić do budowy w Polsce pierwszej elektrowni atomowej? Sądząc po sposobie prowadzenia dyskusji wokół przyszłości energetyki atomowej jesteśmy ciągle na bardzo wstępnym etapie. W dyskusji tej nadal bowiem brak jest pogłębionej analizy warunków, od spełnienia których zależy, czy uda się rozwiązać – w sposób zadawalający komercyjnie zorientowanych inwestorów oraz potencjalnych kredytodawców – problem ryzyka związanego z budową i eksploatacją elektrowni atomowej.

Bibliografia

- Brown S. Huntington H., [2008], *Energy security and climate change protection: Complementarity or tradeoff?*, Energy Policy No. 36.
- Christ S., [January 2009], *Obama Stimulus Investments* oraz *Investments in Nuclear Power* November 10th, 2008 – Wealth Daily. Independent Investment Analysis and Commentary.
- Christ S., [November 2008], *Investments in Nuclear Power*, Wealth Daily. Independent Investment Analysis and Commentary.
- Delmas M. Heiman B., [2001], *Government Credible Commitment to the French and American Nuclear Power Industries*, „Journal of Policy Analysis and Management”, Vol. 20, No. 3.
- Finon D., Roques F., [March 2008], *Financing arrangements and industrial organization for new nuclear build in electricity markets*, University of Cambridge, Electricity Policy Research Group, Working Paper 0826.
- Financing of New Nuclear Power Plants*, [2008], International Atomic Energy Agency, Vienna.
- Frei Ch.W., [2008], *What if...? Utility Vision 2020*, Energy Policy, No. 36.
- Grimston M., [2007], *Nuclear Energy*, [w:] *The New Energy Paradigm*, (ed. by D. Helm), Oxford University Press, Oxford New York.

- Helm D., [2006], *Inquiry into issues relating to nuclear new build*, New College, Oxford, June 2nd.
- Joskow P., [December 2005], *The Future of Nuclear Power In the United States: Economic and Regulatory Challenges*, Center for Energy and Environmental Policy Research, 02-019.
- Kennedy D., [2007], *New Nuclear Power generation in the UK: Cost benefits analysis*, Energy Policy 35.
- Levy B., Stiller P., [1994], *The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation*, The Journal of Law, Economics and Organization, October, Vol. 10, No. 2.
- Meeting the Energy Challenge. A White Paper on Nuclear Power*, [2008], Department for Business Enterprise & Regulatory Matters.
- Mielczarski W., [2002], *Elektroenergetyka w Unii Europejskiej*, Łódź, s. 59.
- Myers R., [8 September 2005], *Observation On Nuclear Plant Financing In The United States*, Nuclear Energy Institute, World Nuclear Association Annual Symposium.
- NEI Comments on Recent Nuclear Amendment in Senate Appropriations Bill*, [July 17 2009], Nuclear Energy Institute, News Release.
- Nuttall W., Taylor S., [July 2008], *Financing the Nuclear Renaissance*, Cambridge Working Paper in Economics 0829.
- Nuttall W., [January 2009], *Nuclear Energy in the Enlarged European Union*, EPRG Working Paper 0904.
- Roques F., Nuttall W., Newbery D., de Neufville R., Connors S., [2006], *Nuclear Power: A Hedge against Uncertain Gas and Carbon Prices*, The Energy Journal, 2006, 27.4.
- Successful So far, Coal Lobby's Campaign May Run out of Steam*, [May 2009], The Electricity Journal, Vol. 22, Issue 4.
- Schiffer H-W., [2008], *WEC Energy Policy Scenarios to 2050*, Energy Policy, No. 36.
- Successful So far, Coal Lobby's Campaign May Run out of Steam*, The Electricity Journal, May 2009, Vol. 22, Issue 4.
- Szablewski A.T., [2009], *Perspektywy liberalizacji sektora elektroenergetycznego – aspekt bezpieczeństwa dostaw w warunkach konkurencyjnych rynków energii elektrycznej*, [w:] *Rynki kapitałowe a koniunktura gospodarcza*, (red. A.T. Szablewski, R. Wójcikowski, Monografie Politechniki Łódzkiej, Łódź.
- Szablewski A.T., [2003], *Konsolidacja a konkurencja na krajowym rynku energii elektrycznej*, „Gospodarka Narodowa”, Nr 3.
- Szablewski A.T., [czerwiec 2009], *Technologia która może być szansą dla elektroenergetyki węglowej*, Wydobywanie & Wytwarzanie PGE, Miesięcznik Grupy Wydobywco-Wytwórczej.
- Szablewski A.T., [2003], *Zarys teorii i praktyki reform regulacyjnych na przykładzie energetyki*, INE PAN Warszawa, DiG.
- The Future of Nuclear Power. An interdisciplinary MIT Study*, [2003].
- The New Economics of Nuclear Power*, [December 2005], WNA Report.
- Verbruggen A., [2008], *Renewable and nuclear power: A common future?*, Energy Policy Policy, No. 36.
- World Energy Outlook 2008*, International Energy Agency, Executive Summary.

CONDITIONS OF NUCLEAR POWER DEVELOPMENT

Summary

The paper deals with renewed interest in nuclear power engineering in Poland and elsewhere. The author looks at the issue of nuclear power development, paying special attention to the nature and significance of the challenges involved. Szablewski focuses on the extent to which power sector liberalization could hinder investment in new nuclear power plants and suggests ways of overcoming this problem. In this context, the paper analyzes the competitive position of nuclear power against coal and gas-based energy and assesses various risks related to nuclear power investment in liberalized markets and the ways in which these risks can be mitigated.

Special measures are needed for the energy sector as it undergoes liberalization, Szablewski says. This especially applies to the sector's structure, the market position of energy companies, the overall regulatory framework, and the approach of government institutions. Energy sector companies need to be able to share risk with other market players, according to the writer.

Keywords: nuclear power, energy sector, liberalization, competitiveness, regulatory framework, investment risk