

# Nowe szanse dla polskiej energetyki: od węgla ku gazowi z łupków i atomowi

Budowa siłowni nuklearnych w Polsce wynika z konieczności redukcji emisji gazów cieplarnianych, o której zdecydowały wszystkie kraje Unii Europejskiej. Polska planuje budowę dwóch elektrowni atomowych o łącznej mocy ok. 5 tys. MW za kwotę 100 mld zł. Jeśli wraz z potencjalnym wydobyciem gazu łupkowego zacznie dynamicznie rozwijać się energetyka gazowa, wówczas plany rozwoju energetyki nuklearnej mogą zostać ograniczone.

Odpowiedź na pytanie, dlaczego Polska zdecydowała się na realizację programu energetyki nuklearnej, jest złożona. Wymaga przedstawienia zagadnienia krajowego przemysłu elektroenergetycznego w szerszej perspektywie, uwzględniającej krajowe uwarunkowania. Te ostatnie związane są z istniejącymi i potencjalnymi zasobami surowcowymi, determinującymi strukturę sektora wytwarzania energii elektrycznej. Istotne znaczenie mają także regulacje obowiązujące w Unii Europejskiej i umowy międzynarodowe, których Polska jest sygnatariuszem.

## WĘGIEL: STRATEGICZNE ZNACZENIE, KOSZTOWNY BILANS

Polska posiada jedno z największych złóż węgla kamiennego i brunatnego

w Europie. Miało to wpływ na wybranie tych kopalni jako głównego surowca dla przemysłu wytwarzania energii elektrycznej. Ponad 93 proc. energii elektrycznej jest produkowane z węgla kamiennego i brunatnego (odpowiednio 60 i 33 proc.). Elektrownie opalane gazem wytwarzają ok. 2,6 proc. prądu w Polsce, zaś energetyka wodna niespełna 2 proc. Bloki energetyczne zainstalowane w Polsce posiadają łączną moc wytwórczą sięgającą 35,5 tys. MW<sup>1</sup>.

Wykorzystanie węgla jako podstawowego paliwa z jednej strony wpływa na uniezależnienie Polski od importu innych nośników energii, z drugiej zaś może w przyszłości generować dodatkowe koszty i zmniejszać konkurencyjność tego paliwa wobec innych nośników energii (atom, gaz).

<sup>1</sup> *Raport Prezesa URE - warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej*, Biuletyn URE 01/2011, s. 29, [http://www.ure.gov.pl/ftp/Biuletyny\\_URE/2011/2010\\_03\\_31-biuletyn\\_nr1.pdf](http://www.ure.gov.pl/ftp/Biuletyny_URE/2011/2010_03_31-biuletyn_nr1.pdf) (dostęp: 9 maja 2011 r.).

Potencjalne obniżenie rentowności produkcji energii elektrycznej z węgla ma w dużej mierze związek z przyjętym w Unii Europejskiej tzw. pakietem klimatyczno-energetycznym<sup>2</sup>. Jednym z jego głównych celów jest redukcja emisji CO<sub>2</sub>. Trzeba nadmienić, że węgiel kamienny i brunatny to paliwa charakteryzujące się najwyższą emisją dwutlenku węgla. Z tej przyczyny produkcja 1 MWh energii elektrycznej z paliwa węglowego powoduje emisję ok. 0,7-0,8 tony CO<sub>2</sub> do atmosfery. Dla porównania – gaz potrzebny do wytworzenia 1 MWh powoduje emisję ok. 0,35 tony dwutlenku węgla, zaś produkcja prądu w elektrowniach atomowych nie pociąga za sobą emisji CO<sub>2</sub>.

Tabela 1. Poziom emisji gazów cieplarnianych w zależności od rodzaju paliwa

Emisja CO <sub>2</sub>		
Rodzaj paliwa	Jednostka energii	Wielkość emisji CO <sub>2</sub>
węgiel kamienny	1 MWh	0,76 t CO <sub>2</sub>
węgiel brunatny	1 MWh	0,87 t CO <sub>2</sub>
gaz ziemny	1 MWh	0,35 t CO <sub>2</sub>
paliwo jądrowe	1 MWh	0 t CO <sub>2</sub>

Źródło: Ministerstwo Gospodarki.

Proponowanym przez Komisję Europejską (KE) rozwiązaniem problemu wysokiej emisji CO<sub>2</sub> jest rozwój technologii wychwytywania i składowania gazów cieplarnianych. Jednak jej efek-

tywność jest na obecnym etapie dyskusyjna – dostępne rozwiązania podnoszą koszty wytwarzania energii elektrycznej i obniżają moc bloków energetycznych. Nadal nie wypracowano też efektywnych rozwiązań technicznych i bilansującego się finansowo systemu składowania CO<sub>2</sub>. Te czynniki powodują, że obecnie zarządy spółek energetycznych nie dysponują wystarczającą ilością danych do przeprowadzenia analizy kosztów i – co za tym idzie – do podjęcia odpowiedzialnej decyzji o wdrożeniu tego systemu. Z tej perspektywy bardziej prawdopodobnym rozwiązaniem jest uwzględnienie w przyszłych kosztach energii wytwarzanej z węgla opłat za emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery.

Tabela 2. Produkcja prądu. Koszty paliwa i emisji gazów

Porównanie kosztów paliwa i emisji CO <sub>2</sub> (założenie 1t emisji CO <sub>2</sub> = 25 €) <sup>3</sup>			
Rodzaj paliwa	Jednostka energii	Koszt emisji CO <sub>2</sub> (€/1 MWh)	Koszt paliwa (€/1 MWh)
węgiel kamienny	1 MWh	19.0	25.6
węgiel brunatny	1 MWh	22.0	16.4
gaz ziemny	1 MWh	8.7	43.4
paliwo jądrowe	1 MWh	0	7.5

Źródło: Ministerstwo Gospodarki.

<sup>2</sup> W grudniu 2008 r. szefowie rządów wszystkich krajów Unii Europejskiej przyjęli plan zakładający m.in. 20 proc. redukcję emisji CO<sub>2</sub>, wzrost produkcji energii o 20 proc. z odnawialnych źródeł energii i poprawę efektywności energetycznej o 20 proc.

<sup>3</sup> Wyliczenia przeprowadzone przy zakładanych cenach paliw:

- węgiel kamienny: 3.2 euro/GJ,
- węgiel brunatny: 2 euro/GJ,
- gaz ziemny: 7 euro/GJ (250 euro/tys. m<sup>3</sup>),
- paliwo jądrowe: 0.75 euro/GJ.

Zakładany koszt emisji 1 tony CO<sub>2</sub>: 25 euro.

Przedstawione dane wskazują, że cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla potrzebnego do wyprodukowania 1 MWh energii elektrycznej z węgla może sięgnąć ok. 3/5 opłaty za surowiec. To uzmysławia, jak wysoki może być prognozowany wzrost kosztów produkcji prądu związany z dotychczas stosowanymi w krajowej energetyce kopalniami. Trzeba nadmienić, że zgodnie z przyjętym w UE tzw. pakietem klimatyczno-energetycznym, krajowe elektrownie już za 9 lat (od 2020 r.) będą zobowiązane kupować uprawnienia emisyjne na rynku (do tego czasu Polska uzyskała pulę darmowych uprawnień, których wielkość z roku na rok maleje).

Powyższe wyliczenia zostały wykonane na podstawie prognozy Komisji Europejskiej szacującej koszt emisji 1 tony CO<sub>2</sub> na poziomie 25 euro. Cena ta może jednak ulec zmianie. Jeszcze dwa lata temu urzędnicy KE wskazywali, że bardziej prawdopodobna jest opłata rządu 40 euro za emisję 1 tony dwutlenku węgla. Natomiast Deutsche Bank prognozował jej wysokość na poziomie 69 euro w roku 2020<sup>4</sup>. Co prawda zapisy pakietu klimatyczno-energetycznego dopuszczają możliwość przyznania darmowych uprawnień na okres dłuższy niż 2020 r., jednak należy pamiętać, że taka decyzja musi zostać podjęta kolegią przez wszystkie unijne rządy. To utrudnia przeprowadzenie szacunków dotyczących prawdopodobieństwa uzyskania kolejnych darmowych uprawnień i ich liczby.

Zgodnie z przyjętą przez rząd RP „Polityką energetyczną Polski do 2030 roku”, w latach 2006-2030 przewidywane jest zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju o ok. 55 proc.<sup>5</sup>. Pociąga to za sobą konieczność budowy nowych bloków energetycznych i zwiększenia mocy wytwórczych z ok. 36 tys. MW w 2010 r. do ponad 51 tys. MW w 2030 r.

Rządowa polityka wskazuje, że rozbudowa nowych mocy wytwórczych nastąpi w dwóch głównych sektorach: energetyce wiatrowej i siłowniach nuklearnych<sup>6</sup>. Warto zauważyć, że dokument zakłada utrzymanie prawie niezmiennego potencjału bloków energetycznych opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Ma zostać zachowany na zbliżonym do obecnego poziomie, po przeprowadzeniu modernizacji ok. 1/5 istniejących instalacji. Umożliwi to produkcję energii na tym samym co obecnie poziomie przy znacznie obniżonej emisji CO<sub>2</sub>. Jednocześnie rządowa prognoza nie przewiduje dynamicznego rozwoju energetyki opartej na gazie ziemnym.

Tabela 3. Planowany przyrost mocy w elektrowniach

Moce wytwórcze energii elektrycznej w Polsce brutto (MW)	
Rok 2010	36 280 MW
Rok 2020	44 464 MW
Rok 2030	51 412 MW

Źródło: *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, załącznik nr 2, „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.”, tab. 14, s. 16.

<sup>4</sup> K. Żmijewski, *Wysokie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> są groźne dla unijnej gospodarki*, „Gazeta Prawna”, 19 listopada 2008 r., [http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/96124,wysokie\\_ceny\\_uprawnien\\_do\\_emisji\\_co2\\_sa\\_grozne\\_dla\\_unijnej\\_gospodarki.html](http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/96124,wysokie_ceny_uprawnien_do_emisji_co2_sa_grozne_dla_unijnej_gospodarki.html) (dostęp: 9 maja 2011 r.).

<sup>5</sup> *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, załącznik nr 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.”, s. 14.

<sup>6</sup> *Ibidem*, tabela 14, s. 15.

Można zatem przedstawić następujące hipotezy i wnioski dotyczące energetyki opartej na węglu kamiennym:

- choć przyjęty przez Unię Europejską pakiet klimatyczno-energetyczny przez wprowadzenie opłat za emisję dwutlenku węgla znacząco zmniejsza rentowność energetyki węglowej, to jednak krajowe plany zakładają utrzymanie w przyszłości bloków węglowych na poziomie zbliżonym do obecnego. Ma to związek z potencjałem ekonomicznym przemysłu wydobywczego i gałęzi przemysłu z nim związanych dla gospodarki państwa;
- intensywna modernizacja elektroenergetyki węglowej ma umożliwić poprawienie efektywności – zmodernizowane bloki, mając tę samą moc co obecnie, będą zużywały o ok. 1/5 mniej węgla brunatnego i 1/7 mniej węgla kamiennego;
- redukcja emisji CO<sub>2</sub> ma zostać osiągnięta m.in. poprzez rozwój innych technologii energetycznych – przede wszystkim energetyki odnawialnej i atomowej. W tych sektorach nastąpi wzrost mocy wytwórczych o ponad 1/3 w stosunku do obecnie istniejących;
- nie jest wykluczone, że Polska będzie dążyć do uzyskania po roku 2020 praw do bezpłatnej emisji CO<sub>2</sub>.

### GAZ Z ŁUPKÓW – SZANSA NA CZYSTĄ ENERGIĘ I ZAGROŻENIE DLA ELEKTROWNI ATOMOWYCH

Warto poświęcić więcej uwagi roli, jaką rządowa „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” przypisuje paliwu gazowemu. Dokument prognozuje nieduży wzrost mocy wytwórczych opa-

lanych gazem. W 2030 r. bloki gazowe mają mieć moc ok. 3300 MW – w porównaniu do 700 MW w 2010 r. Można domniemywać, że planowany niewielki rozwój energetyki gazowej może mieć związek z dwoma głównymi przesłankami:

- wolą utrzymania na niezmiennym poziomie energetyki wykorzystującej krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego, co umożliwi zachowanie rozwiniętego przemysłu wydobywczego i innych gałęzi gospodarki z nim związanych,
- niechęcią do zwiększania uzależnienia Polski od importu gazu ziemnego.

Można domniemywać, że znacząca część z ponad 3 tys. MW mocy wytwórczej bloków gazowych została zaplanowana do pełnienia roli elektrowni szczytowo-pompowych (charakteryzują się krótkim czasem uruchomienia). Elektrownie tego typu współpracują z farmami wiatrowymi i mają za zadanie kompensowanie deficytu prądu, gdy warunki pogodowe uniemożliwiają produkcję. Takie rozwiązanie gwarantuje stabilność systemu elektroenergetycznego i zapobiega przerwom w dostawach (tzw. *blackout*). Warto zauważyć, że w wielu krajach Unii Europejskiej, a także na Białorusi i w Federacji Rosyjskiej bloki gazowe wykorzystywane są w większej mierze do produkcji energii elektrycznej, w mniejszej – do pełnienia funkcji stabilizującej system energetyczny (elektrownie szczytowo-pompowe).

Plany zakładające umiarkowany rozwój energetyki gazowej przyjęte w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” mogły być w dużej mierze zdeter-

minowane danymi dotyczącymi krajowych złóż surowców energetycznych, jakie były dostępne w czasie opracowywania dokumentu. Dokument o polityce energetycznej został przyjęty w listopadzie 2009 r., a prace nad nim rozpoczęły się ok. 2007 r. Dopiero w styczniu 2010 r. pojawiły się pierwsze prognozy dotyczące potencjalnych zasobów gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Tak więc prognozy dotyczące nowych złóż gazu nie mogły być uwzględniane przy formułowaniu założeń do obowiązującej polityki energetycznej kraju. Trudno byłoby je uwzględnić, biorąc pod uwagę metodologię ich wykonywania – tzn. szacowanie potencjalnych złóż wyłącznie na podstawie analizy porównawczej struktur geologicznych. Niemniej na podstawie tej metodologii amerykańskie firmy analityczne (Wood Mackenzie, Advanced Resources International, Inc.)<sup>7</sup> oszacowały możliwe do wydobycia zasoby gazu łupkowego w naszym kraju na poziomie ok. 1,5–3 bln m<sup>3</sup> gazu. Opublikowany w maju br. raport amerykańskiej Energy Information Agency podwyższył wcześniejsze szacunki do poziomu 5,3 bln m<sup>3</sup> gazu<sup>8</sup>.

Podwyższenie prognozy nie jest związane z odnalezieniem kolejnych struktur geologicznych zawierających łupki gazowe, lecz z szybko postępującym doskonaleniem technologii wydobyczych. W uproszczeniu – jeśli

używane kilka lat wcześniej narzędzia i technologie pozwalały na wydobycie ok. 20 proc. gazu ze złoża łupkowego, to w chwili obecnej umożliwiają pozyskanie ok. 30 proc. zalegającego surowca.

Prognozy wskazują na prawdopodobieństwo występowania olbrzymich złóż gazu niekonwencjonalnego w naszym kraju. Dla porównania, Norwegia, będąca jednym z trzech głównych dostawców tego surowca do krajów Unii Europejskiej (sprzedaje rocznie ok. 103 mld m<sup>3</sup>), posiada ok. 2,05 bln m<sup>3</sup> potwierdzonych rezerw konwencjonalnego gazu ziemnego<sup>9</sup>.

Publikowane szacunki zasobów gazu w Polsce w naturalny sposób wywołują pytanie o potencjalny poziom wydobycia w Polsce i horyzont czasowy uruchomienia produkcji na skalę przemysłową.

Odpowiedź wymaga uwzględnienia wielu czynników. Pomimo że przedstawione prognozy nie upoważniają do formułowania oficjalnego stanowiska na temat przyszłego wydobycia, zaś przedstawiciele koncernów energetycznych unikają szacowania potencjalnego wydobycia, przedsiębiorstwa przygotowują robocze plany biznesowe, zawierające konkretne oczekiwania dotyczące poziomu przemysłowego wydobycia gazu łupkowego. W ten sposób

<sup>7</sup> P. Poprawa, *Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim*, „Przegląd Geologiczny”, nr 3, 2010 r., [http://www.pgi.gov.pl/images/stories/artykuly/gaz\\_lupkowy/pg\\_2010\\_03\\_14.pdf](http://www.pgi.gov.pl/images/stories/artykuly/gaz_lupkowy/pg_2010_03_14.pdf) (dostęp: 10 maja 2011 r.).

<sup>8</sup> <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf> (dostęp: 10 maja 2011 r.).

<sup>9</sup> *BP Statistical Review of World Energy*, czerwiec 2011 r., [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downloads/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2010.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf) (dostęp: 10 maja 2011 r.).

można odnaleźć pośrednie wskazówki pozwalające zakreślić dolne i górne granice możliwego wydobycia. Niektóre z koncernów przyjmują za możliwe uzyskanie wydobycia na poziomie 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie z posiadanych koncesji i zakładają, że w Polsce realne może być wydobycie na poziomie 20–50 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Z kolei szacunki środowisk geologicznych są bardziej wstrzemięźliwe i wskazują, że sukcesem będzie produkcja na poziomie ok. 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Kolejną wskazówką dotyczącą wielkości możliwego wydobycia można odnaleźć analizując listę wydanych koncesji na prace badawcze w Polsce. Prawo do badań uzyskały takie firmy jak: Chevron, Exxon Mobil, ConocoPhillips<sup>10</sup>. Należą one do ścisłej czołówki światowych koncernów energetycznych, zaś analitycy z branży energetycznej podkreślają, że strategie wielkich firm od lat są niezmiennie – zakładają uzyskiwanie koncesji na wielkich złożach dających gwarancję produkcję na bardzo dużą skalę; eksploatacja mniejszych złóż nie leży w ich obszarze zainteresowań.

Duże różnice dotyczą także terminu uruchomienia potencjalnej produkcji. Ostrożne opinie zakładają rozwinięcie produkcji w ciągu kilkunastu lat, z kolei kadra zarządzająca koncernami posiadającymi koncesje prognozuje uruchomienie produkcji na dużą skalę w terminie 7-9 lat.

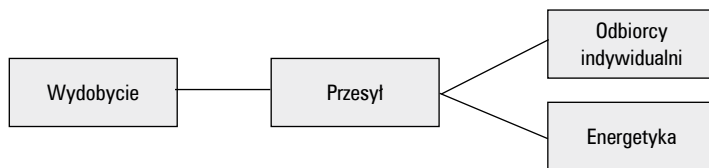
Jeśli opisane wyżej szacunki zostaną w toku prac badawczych potwierdzone, wówczas struktura paliw energetycznych dostępnych w naszym kraju ulegnie znaczącemu przemodelowaniu. Naturalną konsekwencją pojawienia się dużych nadwyżek gazu ziemnego będzie poszukiwanie odbiorców surowca. Warto zauważyć, że plany biznesowe tworzone przez światowe koncerny energetyczne budowane są z uwzględnieniem następującego łańcucha: wydobycie – sieć przesyłowa – odbiorcy. Wśród tych ostatnich wymieniani są klienci indywidualni i odbiorcy przemysłowi, którymi mają być przedsiębiorstwa energetyczne<sup>11</sup>. Z kolei strategia rodzimych przedsiębiorstw PGNiG SA i PKN Orlen, posiadających koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego, zakłada poszerzenie działalności w stosunku do dotychczas prowadzonych działań o kolejne segmenty rynku energetycznego, w tym produkcję energii elektrycznej.

Jeśli przedsiębiorstwa te zaczną wydobywać gaz niekonwencjonalny na skalę przemysłową, wówczas budowa własnych bloków energetycznych opalanych gazem będzie spójna z ich strategiami rozwoju. Paliwo gazowe charakteryzuje się dwukrotnie niższym poziomem emisji CO<sub>2</sub> w stosunku do węgla kamiennego i prawie trzykrotnie niższym w porównaniu z węglem brunatnym. Tym samym ułatwia ono uzyskanie redukcji emisji zgodnie z zapisami pakietu klimatyczno-energetycznego.

<sup>10</sup> *Zestawienie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce - wg stanu na dzień 1 maja 2011 r.*, [http://www.mos.gov.pl/g2/big/2011\\_05/cc6cb-37bc31dd5dfaba368235fed80e8.pdf](http://www.mos.gov.pl/g2/big/2011_05/cc6cb-37bc31dd5dfaba368235fed80e8.pdf) (dostęp: 11 maja 2011 r.).

<sup>11</sup> *European Shale Gas - An IOC's Perspective*, prezentacja P. Blough'a, wiceprezesa Gas Commercialization Chevron Global Gas, na konferencji „Gaz Łupkowy. Optymalne wykorzystanie nowego źródła energii w Europie”, zorganizowanej przez polski MSZ i Ambasadę Stanów Zjednoczonych 18 maja 2011 r. w Warszawie, <http://www.shale-gas.ite.pc.edu.pl/pl/materials> (dostęp: 31 maja 2011 r.).

**Schemat 1.** Schemat projektu biznesowego wydobycia gazu łupkowego w Polsce na podstawie prezentacji Chevron



Źródło: *European Shale Gas – An IOC's Perspective*, prezentacja P. Blough'a, wiceprezesa Gas Commercialization Chevron Global Gas, <http://www.shale-gas.itc.pw.edu.pl/pl/materials> (dostęp: 31 maja 2011 r.).

Bloki produkujące energię elektryczną z gazu są niemal dwukrotnie tańsze od generatorów węglowych i prawie czterokrotnie tańsze od reaktorów atomowych (ok. 0,7 mln euro za 1 MW mocy wytwórczej w porównaniu z 1,5 mln euro dla węgla kamiennego i 2,5 mln euro dla siłowni jądrowej). Ich rozwój, oprócz innych czynników, hamuje obecnie wysoka cena surowca. Przy cenie 250 dolarów za 1 tys. m<sup>3</sup> gazu (przy założeniu, że prawo do emisji 1 tony CO<sub>2</sub> będzie kosztować ok. 25 euro) prąd wytwarzany z gazu ziemnego jest droższy od energii z węgla i atomu.

Można jednak domniemywać, że jeśli w Polsce gaz łupkowy będzie wydobywany na skalę przemysłową, to powinien być tańszy od surowca kupowanego w kontraktach długoterminowych i spotowych<sup>12</sup>. Taką wstępną kalkulację przedstawia np. krajowe przedsiębiorstwo PGNiG<sup>13</sup>.

Na potencjalną redukcję cen gazu w perspektywie długoterminowej mogą

mieć wpływ także czynniki zewnętrzne. Na poziomie światowym mamy do czynienia z tworzeniem się rynku paliwa gazowego i odchodzeniem w rozliczeniach od powiązania ceny gazu z cenami baryłki ropy naftowej. Ta zmiana w dużej mierze uruchomiona została rozwojem technologii skraplania gazu ziemnego i nadwyżkami tego surowca na rynku światowym. Obecnie cena płacona za skroplony gaz ziemny (*Liquefied Natural Gas, LNG*) jest niższa średnio o ok. 1/3 od ceny surowca sprowadzanego rurociągami na podstawie kontraktów długoterminowych.

Z tej perspektywy można przyjąć hipotezy dotyczące wpływu wydobycia gazu łupkowego na krajowy sektor energetyczny:

- potencjalne wydobycie gazu łupkowego w Polsce na skalę przemysłową może utworzyć znaczącą nadwyżkę tego surowca na rynku krajowym. Nadwyżka podaży uruchomi presję na zwiększenie krajowego popytu. Surowiec może trafić do odbiorców

<sup>12</sup> W 2010 r. średnia cena płacona przez Polskę za gaz kupowany w rosyjskim koncernie Gazprom wynosiła 336 dolarów za 1 tys. m<sup>3</sup>; A.Kublik, *Jakie rabaty daje Gazprom w Europie Zachodniej*, „Gazeta Wyborcza” z 5 marca 2011 r.

<sup>13</sup> Wywiad z prezesem M. Szubskim z 19 maja 2011 r.: *Łakoma-Szubski: Znaczenie i rola gazu łupkowego*, <http://tv.rp.pl/video/Ekonomia,Rozmowy/Lakoma-Szubski-Znaczenie-i-rola-gazu-lupkowego> (dostęp: 16 maja 2011 r.).

- indywidualnych i przemysłowych, w tym producentów energii elektrycznej;
- jeśli wydobycie gazu łupkowego w Polsce będzie wysokie, a cena surowca obniży się w porównaniu z paliwem importowanym, wówczas znacząco wzrośnie konkurencyjność energetyki gazowej;
  - jeśli spełnione zostaną powyższe przesłanki, wówczas rozwój sektora energetyki gazowej może być znacząco wyższy od prognozowanego w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”. Taka zmiana zredukuje rozwój innych gałęzi energetyki;
  - jeśli zasoby gazu niekonwencjonalnego nie zostaną potwierdzone i gaz nie będzie wydobywany lub poziom jego wydobycia będzie nieduży, wówczas nie nastąpi dynamiczny rozwój sektora energetyki gazowej i – co za tym idzie – nie pojawią się czynniki potencjalnie zmieniające plany dla innych gałęzi energetyki krajowej.

## UWARUNKOWANIA ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

Analiza warunków, jakie zostały uwzględnione przy tworzeniu dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, wskazuje na przyczyny decyzji uruchamiającej program energetyki atomowej. Podstawowe przesłanki są związane z koniecznością wprowadzenia do krajowej polityki celów ekologicznych Unii Europejskiej zakładających:

- zmniejszenie o 20 proc. emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z 1990 r.;

- zmniejszenie o 20 proc. zużycia energii w całej UE w porównaniu z prognozami na rok 2020;
- zwiększenie o 20 proc. produkcji energii z odnawialnych źródeł<sup>14</sup>.

Unijne regulacje wpływają na prze-modelowanie struktury przemysłu elektroenergetycznego, utrudniając produkcję energii z węgla i stymulując rozwój gałęzi energetyki zmniejszających produkcję gazów cieplarnianych. Największym beneficjentem wspólnotowych regulacji stały się tym samym trzy sektory energetyki:

- sektor wykorzystujący reakcję atomową (brak emisji CO<sub>2</sub>);
- sektor produkcji opartej na odnawialnych źródłach energii (brak emisji CO<sub>2</sub>);
- sektor wykorzystujący gaz ziemny (charakteryzuje się co najmniej dwukrotnie niższą emisją CO<sub>2</sub> w porównaniu z energetyką węglową).

Krajowy program energetyki atomowej uruchomiły wspólnotowe regulacje, które w istotny sposób zmieniają warunki ekonomiczne sektora energetycznego. Energetyka gazowa emitująca mniejsze niż węgiel ilości gazów cieplarnianych została uwzględniona w niewielkim stopniu – prawdopodobnie z powodu wysokiej ceny gazu i niechęci do zwiększenia importu.

Publikowane dane różnią się co do mocy przyszłych elektrowni atomowych. Rządowy harmonogram zakłada, że w 2020 r. ma pracować pierwszy blok elektrowni atomowej o mocy 1600 MW, pięć lat później zainstalowana moc ma

<sup>14</sup> *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, s. 4.



wynosić 3200 MW, zaś w 2030 r. osiągnięta zostanie docelowa moc bloków sięgająca 4800 MW<sup>15</sup>. Z kolei Polska Grupa Energetyczna informuje o budowie dwóch elektrowni o mocy ok. 3 tys. MW każda<sup>16</sup>. Trzy zagadnienia mogą mieć największy wpływ na potencjalne zmiany przyjętych założeń. Są nimi:

- koszty programu energetyki atomowej;
- potencjalna przebudowa krajowego rynku nośników energii związana z ewentualną eksploatacją gazu niekonwencjonalnego;
- wpływ opinii społecznej.

Budowa elektrowni atomowych pociąga za sobą wysokie koszty. W pojawiających się szacunkach istnieją znaczące rozpiętości. Najniższe wyliczenia wskazują, że 1 MW mocy wytwórczej bloku atomowego kosztuje ok. 2,5 mln euro, co oznacza, że hipotetycznie za blok o mocy 1 tys. MW trzeba zapłacić 2,5 mld euro, zaś budowa dwóch elektrowni atomowych o łącznej mocy 4,8 tys. MW to wydatek rządu 12 mld euro<sup>17</sup>, czyli ok. 48-50 mld zł. Inne szacunki są wyższe i wskazują, że koszty budowy i pozyskania technologii mogą sięgnąć ok. 4,5 mln euro za 1 MW – czyli ponad 21 mld euro (ponad 86 mld zł) za reaktory o mocy 4,8 tys. MW<sup>18</sup>. Z kolei przedstawiciele rządu wskazują, że całkowity koszt programu energetyki atomowej sięgnie ok. 100 mld zł<sup>19</sup>. Specjaliści branżowi

wskazują na istnienie dodatkowych kosztów, związanych z wyborem lokalizacji i potencjalną koniecznością rozbudowy lub modernizacji sieci elektroenergetycznej do odbioru energii elektrycznej wytworzonej w siłowni nuklearnej. Trzeba także pamiętać, że choć reaktory atomowe pracują dłużej niż bloki węglowe i gazowe, to są znacznie droższe od tradycyjnych. Ta specyfika przekłada się na wyższe koszty obsługi kredytów i czas ich spłaty (średnio ponad 20 lat).

Odpowiedź na pytanie, czy wyzwanie, jakim jest budowa dwóch elektrowni atomowych w Polsce, zostanie zrealizowane, w dużej mierze zależy od potencjału finansowego i zdolności kredytowych podmiotu realizującego program (PGE SA), który jednocześnie będzie obciążony realizacją innych programów modernizacyjnych. Można domniemywać, że potencjał ten wymagać będzie wzmocnienia – przejęcie przez PGE grupy energetycznej ENERGA SA było motywowane właśnie koniecznością wzmocnienia największego krajowego koncernu energetycznego w celu zagwarantowania budowy siłowni nuklearnych (przejęcie koncernu ENERGA nie doszło do skutku, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał decyzję negatywną w styczniu 2011 r. i obecnie trwa sądowa procedura odwoławcza<sup>20</sup>).

<sup>15</sup> *Prognoza (...), op.cit.*, tab. 14, s. 16.

<sup>16</sup> <http://www.pgesa.pl/pl/PGE/ObszaryDzialalnosci/Strony/Energetykajadrowa.aspx> (dostęp: 16 maja 2011 r.).

<sup>17</sup> Wyliczenia Ministerstwa Gospodarki z 2009 r.

<sup>18</sup> D. Ciepela, *Ministerstwo Gospodarki o kosztach budowy elektrowni jądrowej*, <http://www.wnp.pl> z 13 listopada 2009 r.

<sup>19</sup> *Tusk: w 2020 r. popłynie prąd z elektrowni jądrowej*, PAP z 25 stycznia 2011 r.

<sup>20</sup> *Decyzja UOKiK - zakaz dla spółek PGE i Energa*, UOKiK z 14 stycznia 2011 r., [http://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news\\_id=2423](http://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news_id=2423) (dostęp: 18 maja 2011 r.).

Nie jest wykluczone, że planowany przez rząd udział polskiego podmiotu w obu elektrowniach (51 proc.) przy planowanych kosztach budowy może być trudny do udźwignięcia dla PGE, co może wpłynąć na przebudowę tych założeń.

Trzeba pamiętać, że wysokie koszty budowy elektrowni atomowych i problemy z uzyskaniem kredytów spowodowały utrudnienia i wydłużenie czasu budowy siłowni jądrowych m.in. na Litwie (Visagina), w Bułgarii (Belene) i Rumunii (Cernovoda).

Potencjalna zmiana nastawienia opinii społecznej może nie pozostawać bez wpływu na program budowy elektrowni atomowych w Polsce. Obecnie ponad połowa mieszkańców Polski jest przeciwna budowie elektrowni atomowych, choć jeszcze w ubiegłym roku przeważali zwolennicy siłowni nuklearnych<sup>21</sup>. Można domniemywać, że ta zmiana wywołana została awarią siłowni Fukuszi- ma I w Japonii. Podjęte w Unii Europejskiej działania (ogłoszenie programu tzw. *stress testów*, czyli sprawdzenia, czy pojawi się niebezpieczeństwo skażenia podczas symulowanej awarii) mają zweryfikować stan bezpieczeństwa działających elektrowni. Ich przeprowadzenie da odpowiedź, czy i jakie działania należy podjąć. I choć czynności te mają umożliwić realną ocenę poziomu niezawodności istniejących rozwiązań technologicznych, to jednak dziś trudno szacować, jak będą oddziaływać na postawę społeczeństw i czy

opinia publiczna uzna te działania za wystarczające. Katastrofa japońskiej siłowni przełożyła się na konkretne decyzje polityczne, zaś Niemcy do 2022 r. zamkną wszystkie swoje elektrownie atomowe<sup>22</sup>, a Szwajcaria do roku 2034<sup>23</sup>. Te decyzje prawdopodobnie będą miały wpływ na debatę polityczną toczoną w Unii Europejskiej o przyszłości rynku energii.

Potencjalne uruchomienie wydobycia gazu łupkowego w Polsce na skalę przemysłową może skutkować przebudową planów budowy siłowni nuklearnych w kraju. Jeśli pojawią się znaczące nadwyżki surowca w stosunku do istniejącego popytu, wówczas zostanie wytworzona naturalna presja, na znalezienie odbiorców dużych ilości tego nośnika energii. „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” zakłada utrzymanie znaczącego potencjału energetyki węglowej (pozwala na dalsze funkcjonowanie przemysłu wydobywczego), stąd istnieje mniejsze prawdopodobieństwo ograniczania tego sektora na rzecz górnictwa gazowego. Trzeba nadmienić, że rządowy dokument zakłada rozbudowę mocy wytwórczych do 2030 r. o ponad 15 tys. MW głównie w dwóch nowych gałęziach energetyki: farmach wiatrowych (ponad 7 tys. MW) i energetyce nuklearnej (ok. 5 tys. MW). Można założyć, że jeśli nastąpi potencjalne zwiększenie mocy wytwórczej energetyki gazowej, wówczas redukcje mocy wytwórczych nastąpią w dwóch nowych sektorach wytwarzania energii elektrycznej, w mniejszym stopniu w energetyce od-

<sup>21</sup> CBOS: *Większość Polaków przeciw budowie elektrowni atomowej*, PAP z 28 kwietnia 2011 r.

<sup>22</sup> *Niemcy/ Koniec ery atomu do 2022*, PAP z 30 maja 2011 r.

<sup>23</sup> *Szwajcaria/Rząd za rezygnacją z energii atomowej do 2034 r.*, PAP z 25 maja 2011 r.

nawialnej, w większym – w energetyce atomowej.

Odnosząc się do planów budowy elektrowni atomowych w Polsce, możliwe są następujące hipotezy i wnioski:

- decyzja o budowie elektrowni atomowych w Polsce była warunkowana przyjęciem przez Unię Europejską pakietu klimatyczno-energetycznego, którego jednym z celów jest redukcja emisji gazów cieplarnianych. Elektrownie atomowe, obok energetyki odnawialnej, charakteryzują się całkowitym brakiem emisji CO<sub>2</sub> i tym samym ich budowa umożliwiała osiągnięcie wyznaczonych celów redukcyjnych przy jednoczesnym zachowaniu potencjału energetyki węglowej;
- znaczący rozwój niskoemisyjnej energetyki gazowej nie był brany pod uwagę ze względu na wysokie koszty zakupu paliwa pochodzącego z importu. Niemniej, jeśli w Polsce eksploatacja gazu łupkowego zostanie rozwinięta na skalę przemysłową, wówczas jest prawdopodobny rozwój energetyki gazowej na dużą skalę;
- jeśli moc bloków energetycznych opalanych gazem będzie znacząco wyższa od zaplanowanej, wówczas najbardziej prawdopodobna jest redukcja mocy w dwóch sektorach, gdzie zaplanowano największe przyrosty: większa w siłowniach atomowych, mniejsza w energetyce odnawialnej;
- jeśli potencjalny rozwój wydobycia gazu niekonwencjonalnego na skalę przemysłową będzie miał miejsce w okresie najbliższych 8-9 lat, wówczas może mieć wpływ na ogranicze-

- nie programu energetyki atomowej i elektrowni wiatrowych. Istnieje prawdopodobieństwo, że pierwsza elektrownia atomowa zostanie wybudowana w zakładanej skali, jednak budowa kolejnej będzie uzależniona od dynamiki rozwoju energetyki gazowej opartej na krajowym wydobyciu paliwa gazowego;
- istotne znaczenie dla rachunku ekonomicznego budowy drugiej elektrowni atomowej będzie miał koszt zakupu gazu w Polsce. Jeśli surowiec wydobywany w kraju będzie znacząco tańszy od importowanego, zaś energetyka gazowa stanie się konkurencyjna cenowo w porównaniu do siłowni nuklearnych, wówczas ta zależność wytworzy dodatkową presję konkurencyjną;
- potencjał finansowy i możliwości uzyskania kredytów przez grupę PGE, odpowiedzialną za budowę elektrowni atomowych, mają istotne znaczenie dla powodzenia programu. Jeśli nie dojdzie do przejęcia koncernu ENERGA SA lub wzmocnienia PGE w inny sposób, wówczas może to mieć wpływ na mniejsze możliwości finansowania programu przez koncern PGE. Ta transakcja była motywowana koniecznością wzmocnienia potencjału koncernu przed rozpoczęciem budowy elektrowni atomowych.

## RZĄDOWY PLAN BUDOWY SIŁOWNI NUKLEARNYCH

W styczniu 2009 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 4/2009 w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej. Za niezbędne uznano w niej opracowanie i wdrożenie

programu polskiej energetyki jądrowej w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W maju 2009 r. Rada Ministrów powołała Hannę Trojanowską na stanowisko pełnomocnika rządu do spraw polskiej energetyki jądrowej, w randze podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki. W listopadzie 2009 r. rząd RP przyjął wspomniany dokument „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, w którym wskazał na konieczność dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, a energetykę jądrową uznał za jeden z jej niezbędnych elementów. W listopadzie 2010 r. Rada Ministrów przedstawiła projekt Programu polskiej energetyki jądrowej (PPEJ). 31 marca 2011 r. Ministerstwo Gospodarki zakończyło konsultacje społeczne „Prognozy oddziaływania na środowisko” projektu PPEJ. Końcowa wersja Prognozy przesłana będzie jeszcze do konsultacji transgranicznych w ramach tzw. konwencji z Espoo<sup>24</sup>.

Przygotowany przez Radę Ministrów projekt Programu polskiej energetyki jądrowej zawiera harmonogram prac i przewiduje prowadzenie działań w 5 etapach:

- uchwalenie przepisów prawnych niezbędnych do rozwoju energetyki jądrowej w Polsce (do czerwca 2011 r.);
- ustalenie lokalizacji i zawarcie kontraktu na budowę pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce (lipiec 2011 – grudzień 2013 r.);

- wykonanie projektu technicznego elektrowni jądrowej i uzyskanie wymaganych prawem pozwoleń (styczeń 2014 – grudzień 2015 r.);
- wybudowanie pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce (styczeń 2016 – grudzień 2020 r.);
- budowa kolejnych bloków w pierwszej elektrowni oraz rozpoczęcie budowy drugiej elektrowni (styczeń 2021 – grudzień 2030 r.).

Kluczowa dla całego programu jest realizacja pierwszego punktu harmonogramu, tj. stworzenie ustawodawstwa umożliwiającego rozpoczęcie budowy elektrowni jądrowych w Polsce. W lutym 2011 r. Rada Ministrów przyjęła i skierowała do Sejmu RP projekty dwóch ustaw: o zmianie ustawy Prawo atomowe oraz o zmianie niektórych innych ustaw oraz o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących.

Projekt pierwszej ustawy precyzuje wymogi bezpieczeństwa i kontroli dotyczące lokalizacji, projektowania, budowy, rozruchu i eksploatacji oraz likwidacji obiektów jądrowych. Określa również zakres nadzoru Państwowej Agencji Atomistyki jako instytucji nadzorującej obiekty jądrowe w Polsce. Nowe przepisy nie przewidują tworzenia osobnej instytucji zajmującej się sprawami energetyki jądrowej (Agencji Energetyki Jądrowej). Sprawy z tym związane znajdują się w gestii departamentu energii jądrowej w Ministerstwie Gospodarki.

<sup>24</sup> *Konwencja o ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym*, sporządzona 25 lutego 1991 r. w Espoo (Finlandia). Konwencja stwarza ramy proceduralne dla wykonywania ocen oddziaływania na środowisko w przypadkach, gdy inwestycja realizowana w jednym kraju zaśnięciem oddziaływania obejmuje terytorium innego państwa, mogąc spowodować znaczące negatywne skutki dla środowiska.

## PIERWSZY PROGRAM BUDOWY ELEKTROWNI ATOMOWEJ W POLSCE

W Polsce po raz pierwszy decyzję o realizacji programu energetyki jądrowej podjęto w latach 70. XX w. Jego pierwszym etapem miała być budowa elektrowni jądrowej w Żarnowcu. W okresie późniejszym planowano wybudować jeszcze elektrownię jądrową w Klempiczu. Decyzję o rozpoczęciu budowy elektrowni w Żarnowcu podjęto w 1982 r., natomiast prace ruszyły w 1984 r.<sup>25</sup>

Elektrownia w Żarnowcu miała być wyposażona w 4 reaktory typu WWER-440 i posiadać moc 1600 MW, niewielką w porównaniu z budowanymi obecnie siłowniami. Reaktory zaprojektowano w ZSRR, natomiast wyprodukowano je w byłej Czechosłowacji w zakładach Skoda. Reaktory te miały zupełnie inną konstrukcję od stosowanych na terenie byłego Związku Radzieckiego reaktorów typu RBMK (m.in. w Czarnobylu)<sup>26</sup>.

Termin oddania całej elektrowni do użytkowania był kilkakrotnie przesuwany i ostatecznie wyznaczono go na 1992 r. Jednak w 1989 r., mimo znacznego zaawansowania, prace zawieszono, a w 1990 r. odstąpiono od budowy i przystąpiono do likwidacji elektrowni w Żarnowcu. Jako przyczyny tej decyzji wymieniane były protesty społeczne, związane w dużej mierze z kwestiami bezpieczeństwa budowanej elektrowni (wpływ katastrofy w Czarnobylu), przeświadczenie ówczesnego rządu o niecelowości inwestycji z perspektywy zapotrzebowania energetycznego Polski, a przede wszystkim wysokie koszty inwestycji, znacznie przekraczające ówczesne możliwości państwa<sup>27</sup>.

W chwili podjęcia decyzji szacunkowe koszty przeprowadzonych prac wynosiły ok. 500 mln dolarów (w cenach z 1990 r.), co stanowiło ok. 40 proc. przewidywanych łącznych kosztów budowy. Jednocześnie podobną kwotę przewidywano na prace związane z zaniechaniem budowy<sup>28</sup>.

Projekt drugiej ustawy zawiera zasady przygotowywania i realizacji inwestycji określonych jako obiekty energetyki jądrowej (elektrownie jądrowe, zakłady wzbogacania paliwa jądrowego czy składowiska odpadów promienio-

twórczych) oraz towarzyszących (linie przesyłowe z elektrowni, wodociągi, zaplecze socjalne i infrastruktura komunikacyjna). 13 maja 2011 r. obie ustawy zostały przyjęte przez Sejm RP i przesłane do Senatu.

<sup>25</sup> *Elektrownia Jądrowa „Żarnowiec”*, <http://www.atom.edu.pl/index.php/ej-w-polsce/wczoraj/ej-zarnowiec.html> (dostęp: 3 czerwca 2011 r.).

<sup>26</sup> *Ibidem*.

<sup>27</sup> T. Syryjczyk, *Przestanki decyzji w przedmiocie likwidacji Elektrowni Jądrowej Żarnowiec*, [http://www.syryjczyk.krakow.pl/Elektrownia%20Jadrowa\\_T.htm](http://www.syryjczyk.krakow.pl/Elektrownia%20Jadrowa_T.htm) (dostęp: 3 czerwca 2011 r.).

<sup>28</sup> *Elektrownia Jądrowa „Żarnowiec”*, *op. cit.*

W marcu 2010 r. Ministerstwo Gospodarki ogłosiło listę rekomendowanych przez ekspertów lokalizacji elektrowni jądrowych. Na pierwszym miejscu plasuje się Żarnowiec. Kolejne, równorzędne propozycje to Warta-Klempicz, Kopań i Nowe Miasto<sup>29</sup>. Zdaniem ekspertów, najbardziej prawdopodobne są dwie pierwsze lokalizacje (Żarnowiec, Klempicz). Przemawia za nimi fakt, że oba tereny zostały już dokładnie przebadane w związku z planami budowy elektrowni jądrowych w tych miejscach jeszcze w latach 80. XX w.

W styczniu 2009 r. Rada Ministrów realizację budowy elektrowni jądrowej powierzyła Polskiej Grupie Energetycznej, która wyraziła gotowość wybudowania dwóch elektrowni, każda o mocy ok. 3 tys. MW. W tym celu PGE powołała spółki zależne PGE Energia Jądrowa SA (grudzień 2009 r.) oraz PGE EJ1 sp. z o.o. (styczeń 2010 r.). Pierwsza z nich odpowiada za realizację kompleksowych działań związanych z budową elektrowni jądrowej. Druga zajmie się bezpośrednim przygotowaniem procesu inwestycyjnego, przeprowadzi badania lokalizacyjne oraz uzyska wszelkie niezbędne decyzje, warunkujące budowę elektrowni jądrowej. Spółka ta odpowiada także za wybór partnera, z którym stworzy konsorcjum do budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce. Rozpatrywane są dwa warianty stworzenia konsorcjum, przy czym w obu PGE ma mieć pakiet większościowy, czyli co najmniej 51 proc. udziałów. W pierw-

szym wariantcie poza PGE przewidywany jest tylko jeden partner posiadający 49 proc. udziałów. W drugim 49 proc. będzie podzielone pomiędzy kilku partnerów. W grudniu 2010 r. spółka PGE EJ1 zleciła opracowanie wstępnego studium wykonalności (*pre-feasibility study*) budowy dwóch elektrowni. Realizacja tego zlecenia pozwoli na podanie dokładnych danych dotyczących m.in. kosztów inwestycji.

Jednocześnie PGE podpisało memorandum o współpracy z 3 dużymi firmami zajmującymi się projektowaniem, budową i eksploatacją elektrowni jądrowych:

- z francuskim EDF (Électricité de France);
- z amerykańsko-japońskim konsorcjum GE Hiachi Nuclear Energy Americas;
- z amerykańskim Westinghouse Electric Company LLC.

W ramach podjętej współpracy przewiduje się zbadanie możliwości rozwoju reaktorów w proponowanej przez te firmy technologii oraz budowy przez nie w Polsce pierwszego bloku do 2020 r.<sup>30</sup>.

Zgodnie z harmonogramem proces wyłaniania dostawcy technologii do polskiej elektrowni ma rozpocząć się w drugiej połowie 2011 r. i zakończyć do grudnia 2013 r. Z wypowiedzi pełnomocnika rządu do spraw energetyki jądrowej Hanny Trojanowskiej wynika, że termin ten będzie dotrzymany<sup>31</sup>. Przy wyborze przyszłej technologii bardzo ważnym elementem, oprócz ceny i ter-

<sup>29</sup> Za: <http://www.mg.gov.pl/node/12933> (dostęp: 21 kwietnia 2011 r.).

<sup>30</sup> <http://www.pgesa.pl/pl/PGE/ObszaryDzialalnosci/Strony/Energetykajadrowa.aspx> (dostęp: 3 czerwca 2011 r.).

minu realizacji, ma być udział polskich firm jako podwykonawców w realizacji projektu.

## WNIOSKI

Analizując program energetyki w Polsce można przedstawić następujące wnioski i hipotezy dotyczące jego realizacji:

- przyjęty przez kraje Unii Europejskiej w grudniu 2008 r. tzw. pakiet klimatyczno-energetyczny zmienia warunki rynkowe krajowego sektora energetycznego poprzez znaczące podwyższenie kosztów dotychczas dominującej energetyki węglowej (o wysokim poziomie emisji CO<sub>2</sub>). Pomimo to, węgiel pozostanie najważniejszym paliwem dla krajowej elektroenergetyki, a łączna moc bloków węglowych nie ulegnie zmniejszeniu. Zaplanowana modernizacja bloków ma pozwolić na produkcję tej samej ilości energii, przy zmniejszonym zużyciu paliwa węglowego;
- redukcja emisji CO<sub>2</sub> w Polsce ma zostać osiągnięta poprzez znaczący przyrost mocy wytwórczych dwóch technologii energetycznych – energetyki atomowej i odnawialnej. W tych sektorach nastąpi wzrost mocy wytwórczych o ponad 1/3 w stosunku do obecnie istniejących. Technologie te charakteryzują się całkowitym brakiem emisji CO<sub>2</sub> i tym samym ich budowa umożliwia spełnienie wyznaczonych celów redukcyjnych przy jednoczesnym zachowaniu potencjału energetyki węglowej;

- program budowy dwóch elektrowni atomowych o łącznej mocy co najmniej 5 tys. MW będzie kosztować konsorcjum budujące siłownie ok. 100 mld zł. Z tej perspektywy kluczowym zagadnieniem dla powodzenia projektu jest zarówno kondycja finansowa koncernu PGE SA, jak i możliwość pozyskania finansowania na realizację programu;
- program budowy elektrowni atomowych został przyjęty, zanim pojawiły się pierwsze informacje o potencjalnych złożach gazu łupkowego w Polsce. Jednocześnie koszt generatorów energii elektrycznej wykorzystującej gaz jest znacząco niższy od reaktorów atomowych. Gaz charakteryzuje się niewielkim poziomem emisji CO<sub>2</sub> i jest paliwem umożliwiającym spełnianie celów redukcji emisji obowiązujących w Unii Europejskiej. Szacunki wskazują na możliwość występowania olbrzymich złóż gazu łupkowego w Polsce. Jeśli w okresie 8-9 lat uruchomione zostanie wydobycie na wielką skalę, wówczas nadwyżka podaży uruchomi presję na zwiększenie krajowego popytu. Surowiec może trafić do odbiorców indywidualnych i przemysłowych, w tym producentów energii elektrycznej;
- jeśli wydobycie gazu łupkowego w Polsce będzie wysokie, a cena surowca obniży się w porównaniu z paliwem importowanym, wówczas znacząco wzrośnie konkurencyjność energetyki gazowej. Istnieje prawdopodobieństwo, że dynamicznie rozwijająca się energetyka gazowa zredukuje zapotrzebowanie na

<sup>31</sup> <http://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/arttykul/polska;na;pewno;zbuduje;elektrownie;132,-1,794244.html> (dostęp: 21 kwietnia 2011 r.).

nowe moce wytwórcze energii elektrycznej w kraju. Jeśli wówczas najbardziej kosztowne projekty mogą zostać ponownie poddane analizie, pierwsza elektrownia atomowa zostanie wybudowana, jednak budowa kolejnej będzie uzależniona od dynamiki potencjalnego rozwoju energetyki gazowej;

- jeśli szacunkowe zasoby gazu niekonwencjonalnego nie zostaną potwierdzone w toku prac badawczych a wydobycie gazu łupkowego na wielką skalę nie dojdzie do skutku, wówczas rozwój energetyki gazowej nie będzie stanowił konkurencji dla siłowni nuklearnych.

## ROZWÓJ ENERGETYKI JĄDROWEJ NA ŚWIECIE

Energia jądrowa, obok energii wytwarzanej z surowców kopalnych, jest jednym z głównych źródeł pozyskiwania energii na świecie. Pierwsze elektrownie jądrowe powstały już w latach 50. XX w. W drugiej połowie lat 80. nastąpił jednak gwałtowny spadek zainteresowania dalszym rozwojem energetyki jądrowej. Związane to było z malejącymi cenami ropy naftowej oraz gazu, którego nowe złoża pozwalały na produkcję taniego prądu<sup>32</sup>. Dla bilansów energetycznych ówczesnych państw, znaczący był również fakt wysokich kosztów budowy elektrowni jądrowej w porównaniu do tradycyjnych elektrowni, jak również znacznie dłuższy okres ich budowy (w przypadku elektrowni gazowej wynoszącego ok. 3 lat, natomiast elektrowni jądrowej – nawet 10 lat).

Decydującym czynnikiem, który spowodował zahamowanie lub rezygnację państw z programów atomowych, były jednak poważne awarie reaktorów jądrowych w 1979 r. w Three Mile Island (USA) i w 1986 r. w Czarnobylu (ZSRR). Szczególnie ta druga awaria miała poważne konsekwencje – pod jej wpływem niektóre państwa podjęły decyzje o stopniowym wycofywaniu elektrowni jądrowych z eksploatacji (Włochy, Niemcy, Belgia i Szwecja), wstrzymały otwarcie już wybudowanych (Austria) lub zrezygnowały z kontynuowania ich budowy (Polska).

Obie awarie zdopingowały również państwa posiadające elektrownie jądrowe, jak również ich producentów, do zintensyfikowania prac w zakresie poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania reaktorów atomowych. Wzrosły m.in. wymagania związane z budową i rozpoczęciem ich eksploatacji. Z jednej strony doprowadziło to do poprawy bezpieczeństwa, z drugiej spowodowało znaczny wzrost kosztów i wydłużyło czas budowy nowych bloków.

<sup>32</sup> R. Zasuń, *Energia jądrowa na świecie*, wyborcza.biz z 22 lipca 2007 r., [http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,5478126,Energia\\_jadrowa\\_na\\_swiecie.html](http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,5478126,Energia_jadrowa_na_swiecie.html) (dostęp: 21 kwietnia 2011 r.).



Gwałtowny rozwój gospodarczy notowany w ostatnich 20 latach niemal na całym świecie spowodował zwiększenie zapotrzebowania także na energię elektryczną – według prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) w latach 2006-2030 globalnie będzie ono wyższe o ok. 50 proc.<sup>33</sup>. W tej sytuacji wiele państw zmieniło swój stosunek do energetyki jądrowej i podjęło kroki w kierunku zintensyfikowania jej rozwoju, widząc w niej szansę na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Swoje plany przewidujące budowę nowych elektrowni jądrowych ogłosiły m.in. Stany Zjednoczone, Chiny, Indie i Rosja. Dyskusja na ten temat toczy się również w krajach Unii Europejskiej – do państw od dawna będących zwolennikami energii atomowej (Francja, Litwa, Czechy, Słowacja) – dołączyły nowe (np. Polska) pragnące rozwijać ten rodzaj energetyki. W przypadku krajów należących do UE dodatkowym czynnikiem mającym wpływ na decyzje poszczególnych państw o podjęciu budowy nowych bloków lub elektrowni jądrowych jest zaawansowany wiek już istniejących siłowni i perspektywa ich wyłączenia w ciągu najbliższych 15-20 lat. Zakładany czas eksploatacji większości funkcjonujących na terenie UE elektrowni wynosi ok. 40 lat, tymczasem po katastrofie w Czarnobylu w 1986 r. nie wybudowano żadnej siłowni atomowej. Utrzymanie zatem obecnego potencjału energetycznego wymaga podjęcia szybkich decyzji o budowie nowych reaktorów atomowych lub poszukiwanie alternatywnych źródeł energii, które zastąpiłyby energetykę jądrową<sup>34</sup>.

Obecnie na świecie pracują 442 jądrowe bloki energetyczne, które znajdują się w 30 państwach. Prawie połowa z nich (ok. 200) pracuje w Europie. Najwięcej reaktorów posiadają Stany Zjednoczone (104), Francja (58), Japonia (54) i Rosja (32). W UE, poza Francją, do potentatów w tej dziedzinie należą Wielka Brytania (19), Niemcy (17) oraz Szwecja (10)<sup>35</sup>. W Europie w kilku państwach posiadających już elektrownie jądrowe podjęto prace mające na celu ich rozbudowę – nowe bloki energetyczne powstają w Finlandii (Olkiluoto), we Francji (Flamanville), na Słowacji (Mochovce), a także na Ukrainie (Chmielnickij) i w Rosji, a nowe elektrownie planuje wybudować m.in. Litwa (Visagina), Rumunia (Cernovoda) i Bułgaria (Belene). Jednocześnie decyzje o budowie pierwszych elektrowni jądrowych na terenie kraju podjęły Polska, Białoruś i Turcja. Poza Europą w najbliższych latach należy oczekiwać budowy kilkadziesiątu reaktorów jądrowych, przede wszystkim w Chinach i Stanach Zjednoczonych<sup>36</sup>. Istniejące obecnie elektrownie jądrowe produkują ok. 16 proc. energii elektrycznej na świecie.

<sup>33</sup> *World Energy Outlook 2006*, International Energy Agency.

<sup>34</sup> T. Motowidlak, *Energetyka jądrowa w Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2009 r., t. 12 z. 2/1, s. 37-58.

<sup>35</sup> Stan na 3 marca 2011 r., dane ze strony internetowej Ministerstwa Gospodarki, <http://www.mg.gov.pl/node/10976> (dostęp: 3 czerwca 2011 r.).

<sup>36</sup> J. Niewodniczański, *Energetyka jądrowa*, „Instytut Studiów Energetycznych”, <http://www.ise.com.pl/aktualnosci/energia-atomowa/energetyka-jadrowa-prof-jerzy-niewodniczanski> (dostęp: 3 czerwca 2011 r.).