

Stefan CHWASZCZEWSKI*

Energetyka jądrowa w polityce energetycznej Polski

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono sytuację w elektroenergetyce Polski, która doprowadziła do przyjęcia przez Rząd RP opcji energetyki jądrowej. Na tle sytuacji w krajach europejskich zaprezentowano zapotrzebowanie na energię elektryczną Polski w odniesieniu do Produktu Krajowego Brutto. Wykazano, że rozwój ekonomiczny Polski musi doprowadzić do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Przyrost ten spowoduje wzrost zapotrzebowania na surowce energetyczne. Wybór technologii wytwarzania energii elektrycznej w przyszłości jest ograniczony przez przyjęte w Unii Europejskiej normy ochrony środowiska oraz prognozowane ceny i dostępność surowców energetycznych. W tej sytuacji możliwym rozwiązaniem jest energetyka jądrowa. Przedstawiono nowoczesne rozwiązania elektrowni jądrowych zbudowanych, gotowych do budowy lub będących w trakcie prac konstrukcyjnych, zasoby paliw jądrowych oraz prognozowane na 2010 rok koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych. Przedstawiono przyszłościowe rozwiązania reaktorów jądrowych, w których zwiększono wykorzystanie paliwa jądrowego, generację energii elektrycznej z większą efektywnością oraz zasilanie energią cieplną procesy chemiczne np. wytwarzanie wodoru. Przedstawiono również technologie i ekonomikę gospodarki wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi oraz koncepcję transmutacji jądrowej dłużej żyjących izotopów w wypalonym paliwie jądrowym.

SŁOWA KLUCZOWE: elektroenergetyka, energetyka jądrowa, odpady promieniotwórcze

* Prof. dr hab., Instytut Energii Atomowej, Otwock-Świerk; e-mail: iea@cyf.gov.pl

Recenzent: prof. dr hab. inż. Roman NEY

Wprowadzenie

Często jestem pytany o termin uruchomienia w Polsce pierwszej elektrowni jądrowej. Odpowiadam — zgodnie z moim najgłębszym przekonaniem — że wtedy, kiedy będzie potrzebna, a nawet nieco później, bo energetyka jądrowa stanowi nową jakość w wytwarzaniu energii i minął już czas, kiedy o jej budowie decydowały względy polityczne. Dziś jest to przedsięwzięcie prawie¹ czysto komercyjne a inwestor, który sfinansuje budowę powinien posiadać jeśli nie pewność, to duże prawdopodobieństwo odzyskania zainwestowania funduszy, a także osiągnąć zysk. Dodatkowym aspektem zagadnienia jest utrzymujący się sprzeciw społeczny odnośnie budowy obiektów energetyki jądrowej, umiejętnie podsycany przez media i ekologów. W sytuacji Polski decyzja o budowie energetyki jądrowej nie powinna zagrażać widmem bezrobocia innym grupom społecznym np. Górnikom. Natomiast powinna stwarzać szansę rozwoju regionom dotkniętym największym bezrobociem. Ze względu na wysokie koszty inwestycji samej elektrowni jądrowej oraz towarzyszącej energetyce jądrowej infrastruktury (zakłady postępowania z wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi, diagnostyki stanu i remontów jądrowej części elektrowni), opłacalnym poziomem zainstalowanej mocy elektrowni jądrowych, w systemie elektroenergetycznym Polski jest 3000 MW_e oraz sprzedaż energii elektrycznej na poziomie powyżej 80% wykorzystanej mocy, w okresie co najmniej 20 lat. Pomimo że są opracowane technologie bezpiecznego postępowania z wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi, to proces ten musi być konsekwentnie prowadzony przez kilkadziesiąt lat po wyładowaniu wypalonego paliwa lub odpadów z reaktora. Wymaga to stabilności politycznej, ekonomicznej i legislacyjnej kraju decydującego się na budowę elektrowni jądrowej. Wierzę, że Polska będzie się rozwijać ekonomicznie tak, aby poziom życia społeczeństwa zrównał się z poziomem życia rozwiniętych społeczeństw Europy. Wierzę, że nastąpi stabilizacja polityczna w Polsce. W przeciwnym przypadku elektrownie jądrowe nie będą nam potrzebne, albo będą zamykane bez względu na koszty społeczne — tak, jak to uczyniono z Elektrownią Jądrową Żarnowiec.

Niewątpliwie Świat, Europa, a w tym Polska jest skazana na wykorzystanie energii jądrowej. Duże, ale ograniczone zasoby paliw kopalnych, wzrastające koszty ich wydobycia, coraz większe koszty ochrony środowiska będą preferować te źródła energii. Rozwijające się rejony świata, takie jak Azja (Chiny i Indie), czy też kraje Afryki zadowolające się dotychczas niewielkimi udziałami w zapotrzebowaniu na energię, ustawią się w kolejce po surowce energetyczne. Wynikiem będzie wzrost cen tych surowców, który już obecnie obserwujemy na rynkach światowych.

Dodatkowo energetyka jądrowa oferuje względnie stabilne cenowo źródło energii. Udział kosztów rudy uranowej w kosztach wytwarzanej energii jest rzędu kilku procent. Koszt pełnego cyklu paliwowego (wydobycie rudy, wzbogacanie, wytwarzanie paliwa, gospodarka wypalonym paliwem do pełnego składowania) nie przekracza 30% kosztów

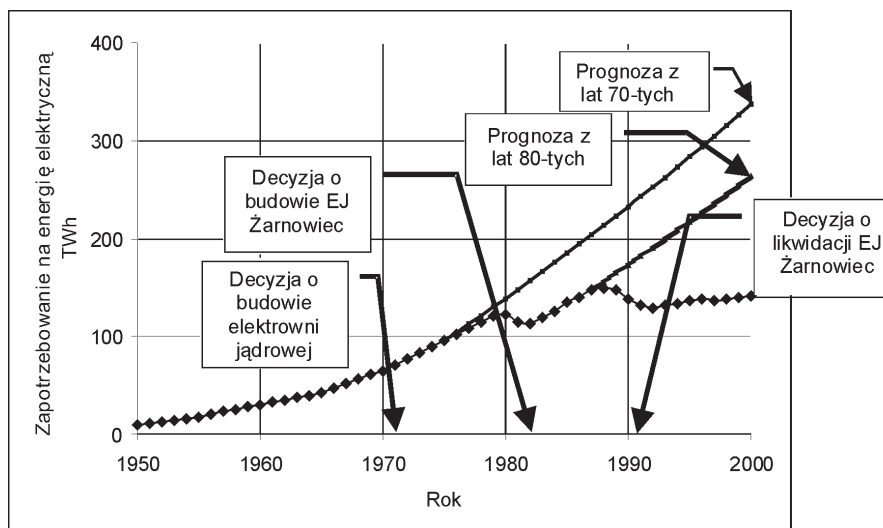
¹ Istotna jest rola państwa w ustaleniu przepisów prawnych ograniczających ryzyko inwestorów oraz w organizacji infrastruktury gospodarki odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem.

wytwarzania energii. Istnieje możliwość zakupu paliwa jądrowego od różnych dostawców (np. Cześć, do swoich elektrowni zbudowanych na dokumentacji rosyjskiej stosują paliwo wytworzone w USA), co przy znikomych kosztach transportu umożliwia dywersyfikację dostaw. Porcja 25 ton paliwa jądrowego w rdzeniu reaktora wystarczy na co najmniej roczny okres eksploatacji elektrowni jądrowej o mocy 1 GW_e. Te właściwości jądrowych źródeł energii są niezwykle użyteczne dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Opcje energetyki jądrowej w Polsce

Polska była i jest jednym z większych producentów i eksporterów węgla w świecie. W latach osiemdziesiątych wydobywanie węgla zbliżało się do poziomu 200 mln ton rocznie. Eksport węgla był jednym z podstawowych źródeł dewiz w kraju. Zasadniczo tylko węgiel — kamienny i brunatny — był prawie jedynym krajowym surowcem energetycznym. Wydobywanie ropy pokrywało znikomą część potrzeb krajowych, a gaz wydobywany w Polsce nie starczał na potrzeby poza energetyczne kraju. Dlatego nie można winić ówczesnych decydentów, że podstawowym surowcem do produkcji energii elektrycznej był węgiel.

Już w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku zdawano sobie sprawę, że przy wzroście zapotrzebowania kraju na energię elektryczną, będziemy musieli importować surowiec energetyczny do jej wytwarzania. Opracowane prognozy wykazywały wysoki wzrost zapotrzebowania na energię w perspektywie do 2000 roku, którą mogły dostarczyć elektrownie



Rys. 1. Decyzje w sprawie budowy elektrowni jądrowych w Polsce na tle przebiegu zapotrzebowania na energię elektryczną

Fig. 1. Decisions in nuclear power in Poland on the background of electric energy consumption

jądrowe. Dlatego w 1972 roku Prezydium Rządu podjęło kierunkową decyzję o budowie elektrowni jądrowej, a w 1982 roku rozpoczęto budowę Elektrowni Jądrowej Żarnowiec. Procesy społeczne i polityczne oraz związane z nimi przemiany gospodarcze, spowodowały spadek zapotrzebowania na energię elektryczną. Razem z awarią elektrowni jądrowej w Czarnobylu czynniki te doprowadziły do podjęcia decyzji o zaprzestaniu budowy i likwidację Elektrowni Jądrowej Żarnowiec (rys. 1).

Okres lat 1990–2002 był okresem przemian strukturalnych przemysłu w Polsce. Produkcja w przemyśle energochłonnym zmniejszała się co skutkowało stabilizacją zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednak w 2003 roku odnotowano już 3,2% wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w porównaniu do roku poprzedniego, a w 2004 wzrost ten wyniósł 2,5%. W 2004 roku Polska została włączona do Unii Europejskiej, co skutkowało koniecznością zastosowania prawodawstwa UE w zakresie swobodnej konkurencji i ochrony środowiska. Perspektywa wzrostu zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz konieczność dostosowania systemu elektroenergetycznego do wymogów ochrony środowiska i konkurencji, spowodowała pojawienie się w polityce energetycznej Polski, przyjętej przez Rząd w styczniu 2005 r., opcji energetyki jądrowej. O tych uwarunkowaniach będzie mowa w dalszej części artykułu.

Stereotypy w elektroenergetyce

Nadwyżka mocy dyspozycyjnej systemu elektroenergetycznego kraju, ponad maksimum zapotrzebowania mocy w szczycie zimowym, była przyczyną zaliczenia elektroenergetyki do przeinwestowanych gałęzi gospodarki. Uproszczone porównanie energochłonności PKB Polski i wysoko rozwiniętych krajów Europy, spowodowało powstanie tezy, że bez zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną możemy znacznie zwiększyć PKB. Nic bardziej mylącego. Analiza wykorzystania zainstalowanej mocy w 2002 roku w krajach europejskich, w podobnej do Polski strefie klimatycznej, wyznaczonej z zależności:

$$\eta = \frac{E(\Delta t)}{P \Delta t}$$

gdzie: η — współczynnik wykorzystania zainstalowanej mocy,
 $E(\Delta t)$ — energia elektryczna wytworzona w systemie w okresie czasu Δt ,
 P — zainstalowana moc w systemie,

jest porównywalna ze współczynnikiem wykorzystywanej mocy w systemie elektroenergetycznym Polski. Dane dla 2002 roku są przedstawione w tabeli 1.

Również szermowanie argumentem wysokiej energochłonności PKB w Polsce, w porównaniu z rozwiniętymi krajami Europy, jest mylące. Na rysunku 2 przedstawiono zestawienie zapotrzebowania na energię elektryczną w przeliczeniu na mieszkańca rocznie,

TABELA 1. Współczynniki wykorzystania zainstalowanej mocy w elektroenergetyce dla wybranych krajów europejskich [%]

TABLE 1. Coefficients of installed power utilization in electric systems for selected European countries [%]

Kraj	η
Austria	50,21
Belgia	60,41
Czechy	55,33
Finlandia	49,41
Francja	54,01
Holandia	51,04
Irlandia	58,81
Niemcy	54,20
Norwegia	51,04
Polska	52,19
Słowacja	46,92
Szwajcaria	41,81
Szwecja	47,52
Ukraina	35,42
Węgry	46,33
Wielka Brytania	53,43

Źródło: Analizy autora na podstawie danych [1]

w zależności od PKB na mieszkańca rocznie — wyznaczonego wg przelicznika wymiany bankowej (*Exchange Ratio* — ER) — dla prawie wszystkich krajów Europy².

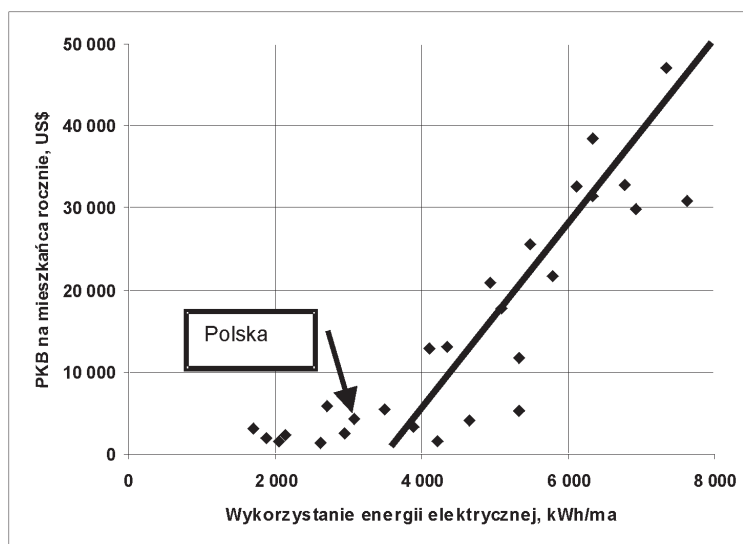
Jak wynika z przedstawionych na rysunku 2 danych wyciąganie wniosków z porównania energochłonności PKB rozwiniętych krajów Europy z rozwijającymi się krajami Europy Wschodniej i Centralnej jest niewłaściwe. Porównanie to zakłada, że relacja ta przecina oś rzędnych i odciętych w punkcie 0,0. Jak widać z rysunku 2 — w przypadku krajów Europy — wzrost PKB następuje przy przekroczeniu zapotrzebowania na energię elektryczną około 3700 kW·h na mieszkańca rocznie. Dopiero więc Polska jest na początku tej drogi.

² Do zestawienia nie włączono Albanii i Turcji.

Uwarunkowania rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce

W maju 2004 roku Polska została włączona do Wspólnoty Europejskiej i naturalnym dążeniem jej społeczeństwa będzie zrównanie poziomu życia z poziomem społeczeństw rozwiniętych krajów Europy. Polska nie będzie „wyspą” stosującą niespotykane w innych krajach energooszczędne technologie produkcyjne i wzrost dobrobytu Polaków będzie wymuszał wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Według danych EIA 2005 średni roczny przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną w krajach Europy Zachodniej, w okresie lat 1980–2003 kształtował się na poziomie 2,1%. Aby dorównać tym krajom należy założyć, że roczny przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce przekroczy 3%. Przykładem są tu Grecja, Portugalia i Hiszpania przyjęte do UE w latach osiemdziesiątych. W latach 1990–2003 średni roczny przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną [1] wynosił: w Grecji — 4,13%, w Portugalii — 4,23% a w Hiszpanii — 4,16%. Należy zaznaczyć, że w tym okresie przyrost PKB w tych krajach był na poziomie około 2% rocznie.

Czynnikiem wpływającym na scenariusz rozwoju elektroenergetyki w Polsce jest ochrona środowiska. Europa, ze znaczną gęstością zaludnienia oraz wysokim poziomem życia jest rejonem o dużej gęstości wykorzystania pierwotnej energii. W szczególności dużą



Rys. 2. Zależność PKB (ER) na mieszkańca rocznie od zapotrzebowania na energię elektryczną (netto) na mieszkańca rocznie dla większości krajów Europy (dane roku 2000 wg [2])

Fig. 2. Dependence of GDP (Gross Domestic Product) calculated according ER (Exchanging Ratio) per capita year versus electric energy consumption per capita year for majority European countries (data's for 2000 [2])

gęstość wykorzystywanej energii mają kraje Unii Europejskiej. W tabeli 2 przedstawione są wielkości wykorzystywanej energii na km² powierzchni wyrażone w toe/km².

Tak znacząca gęstość wykorzystania energii stawia specjalne wymagania w zakresie ochrony środowiska. Dlatego Unia Europejska ogranicza emisję szkodliwych substancji (CO₂ NO_x i pyłów) z dużych instalacji spalających paliwa organiczne przyjmując dyrektywę 2001/80/UE. Dla Polski przyjęcie ograniczeń tej dyrektywy, oznacza znaczną redukcję emisji. W tabeli 3 podano poziomy emisji SO₂ i NO_x oraz ograniczenia tych emisji po 2008 i 2012 roku przyjęte w Traktacie Akcesyjnym.

Polska jest sygnatariuszem protokołu z Kioto, który ogranicza wielkość emisji CO₂. Limit emisji do 2010 roku wynosi 464 mln ton, a po 2010 roku 435 mln ton rocznie. Globalny

TABELA 2. Gęstość wykorzystanej energii w Polsce, Rosji, Europie, Unii Europejskiej i w rejonach Świata

TABLE 2. Density of primary energy consumption in Poland, Russian Federation, Europe, European Union and world regions

Kraj lub region	toe/km ²
Polska	302
Europa	364
UE(25)	461
Środkowy Wschód	92
Ameryka Płn.	124
Ameryka Płd.	32
Azja i Oceania*	58
Afryka	11
Rosja	43
Świat	72

* Bez Federacji Rosyjskiej.

Źródło: Analiza autora wg [1]

TABELA 3. Poziom emisji SO₂ i NO_x w Polsce [tys. ton]

TABLE 3. SO₂ and NO_x emission limits in Poland (Source: Agency of Energy Market 2005)

Czynnik	Emisja w 2003 r.	Limit emisji po 2008 r.	Limit emisji po 2012 r.
SO ₂	790	450	360
NO _x	260	255	240

Źródło: ARE 2005

poziom emisji CO₂ w Polsce w 2003 r. wynosi 305 mln ton, z czego dla elektroenergetyki zawodowej ustalono poziom emisji CO₂ — 192 mln ton rocznie, a emisja CO₂ w 2003 roku wyniosła 143 mln ton rocznie [3].

I tak, elektroenergetyka w kraju musi sprostać dwóm wyzwaniom: zapewnić dostawę energii elektrycznej, przy rosnącym (mam nadzieję) zapotrzebowaniu oraz sprostać coraz większym wymaganiom ochrony środowiska. Niewątpliwie koszt eksploatacji elektrowni, zasilanej węglem kamiennym lub brunatnym, z instalacjami ochrony będzie wyższy niż elektrowni bez instalacji ochrony środowiska. Częściowo ten dodatkowy koszt może być skompensowany zwiększeniem efektywności wykorzystania paliw pierwotnych. Ale instalacja systemów oczyszczania spalin w niektórych blokach energetycznych nie będzie opłacalna i urządzenia te będą musiały być wyłączone z eksploatacji. Ocenia się⁵, że do 2025 roku trzeba będzie wyłączyć z eksploatacji prawie 11 GW_e z istniejącej zainstalowanej mocy. Natomiast ocenia się, że w tym okresie należy włączyć do sieci prawie 32 GW_e w nowych blokach elektroenergetycznych. W okresie pięciu lat 2016–2020 przewiduje się włączenie do systemu prawie 12 GW_e! Pragnę przypomnieć, że w okresie największego rozwoju polskiej elektroenergetyki włączano do systemu 1 GW_e rocznie. Teraz nas czeka wysiłek prawie ponad dwukrotnie większy.

Budując nowe bloki energetyczne zakładamy, że będą one eksploatowane następnych 30–40 lat. Jaka jest w tym okresie perspektywa dostępności i cen paliw stosowanych przez te elektrownie? Oczywiście jest, że do 2100 roku nie wyczerpią się zasoby surowców energetycznych. Ale jaka będzie cena ich wykorzystania? Cena ekonomiczna i może ważniejsza cena polityczna. I wreszcie jaki będzie koszt wytwarzania energii z tych surowców, przy zastosowaniu technologii spełniających wysokie wymogi ochrony środowiska?

Przewiduję wzrost dotychczasowych cen paliw kopalnych. Wzrastają ceny węgla kamiennego na rynkach światowych. Coraz trudniejsze warunki geologiczne wydobywania węgla w Polsce, wzrost zamożności społeczeństwa oraz zapewnienie bezpieczeństwa osobom pracującym w kopalniach, będą przekładać się na większe koszty wydobywania węgla kamiennego. Już obecnie całe społeczeństwo dopłaca do kosztów wydobywania węgla, w ubiegłym okresie finansując odprawy górnicze, wcześniejsze emerytury itp. Proszę mnie zrozumieć dokładnie. Jestem za właściwym opłacaniem trudu górników, odprawami i wcześniejszymi emeryturami. Jest to praca bardzo ciężka i niebezpieczna. Ale niech te koszty będą włączone w koszty wydobywania węgla: większe płace, większa składka na ZUS.

Przewiduję również większe koszty wydobywania węgla brunatnego. Zasady gospodarki rynkowej, skutkujące koniecznością wykupu gruntów, podatków za przemysłowe ich wykorzystanie oraz ograniczenia wynikające z ochrony środowiska, zwiększą koszty jego wydobywania.

Nie trzeba udowadniać, że duże perspektywy są wykorzystania gazu do wytwarzania energii elektrycznej okazują się nieuzasadnione. Ostatnie podwyżki cen ropy naftowej i związany z nim wzrost cen gazu, nie stwarzają większych szans na perspektywiczne wykorzystanie tego paliwa dla energetyki. Dodatkowo, jak pokazują fakty, import gazu może być narzędziem wywierania nacisku politycznego.

Ograniczone są również zasoby energii odnawialnej w Polsce. Zasoby biomasy z lasów są w stanie dostarczyć 2 TW·h, a uprawy biomasy — energię wystarczającą na wytworzenie

około 2,5 TW·h energii elektrycznej rocznie. Ogniwa fotowoltaiczne są wykorzystywane do zasilania lokalnych odbiorów i w naszym rejonie raczej nie będą, w znaczącym stopniu stosowane w sieci systemowej. Pozostałą energię elektryczną powinny wygenerować elektrownie wodne i elektrownie wiatrowe. W 2004 roku w Polsce, w hydroelektrowniach wytworzono 3,462 TW·h [4], a w elektrowniach wiatrowych — przy zainstalowanej mocy 63 MW wytworzono około 0,14 TW·h energii elektrycznej. Zwiększenie produkcji energii elektrycznej, zarówno w energetyce wodnej jak i wiatrowej, wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych, powiększonych w przypadku energetyki wiatrowej nakładami na inwestycje towarzyszące utrzymujące bezpieczeństwo dostaw.

W perspektywie rozbudowy elektroenergetyki w Polsce musi pojawić się również energetyka jądrowa. Specyfikę wykorzystania energetyki jądrowej, w systemie elektroenergetycznym Polski, perspektywy rozwiązań technicznych oraz konsekwencję ich zastosowań, przedstawię w następnych częściach artykułu.

Energetyka jądrowa w systemie elektroenergetycznym Polski

Niezależnie od faktu, że elektrownie jądrowe są w zasadzie elektrowniami cieplnymi, to źródło energii cieplnej wykorzystuje zupełnie inne procesy do wytwarzania tej energii niż w klasycznych kotłach spalających paliwa organiczne. Dlatego elektrownie jądrowe posiadają odmienną specyfikę, którą należy uwzględnić, przy podjęciu decyzji o jej zastosowaniu. Pierwszym założeniem budowy elektrowni jądrowej w Polsce jest wybór komercyjnie dostępnej i sprawdzonej konstrukcji jądrowego bloku energetycznego, bloku którego konstrukcja i parametry odpowiadają wymogom *European Utilities Requirements* (EUR 2004). Nie wdając się w analizy poszczególnych konstrukcji, będą to bloki energetyczne z reaktorami lekkowodnymi (PWR — *Pressurized Water Reactor* — reaktor wodny ciśnieniowy lub BWR — *Boiling Water Reactor* — reaktor wodny wrzący). Istniejące lub znajdujące się w końcowej fazie konstrukcje jądrowych bloków energetycznych posiadają moc od 600 MW_e do 1600 MW_e, przy czym ze względów ekonomicznych są preferowane bloki o mocy od 1000 MW_e do 1600 MW_e. Oznacza to, że w systemie elektroenergetycznym będziemy posiadać bloki energetyczne o mocy większej od dotychczas eksploatowanych — 500 MW_e. Wysoce prawdopodobna będzie instalacja jądrowych bloków energetycznych o mocy jednostkowej 1 GW_e, a nawet 1,5 GW_e.

Większa składowa inwestycyjna, w kosztach wytwarzania energii elektrycznej, w elektrowniach jądrowych wymusza ich eksploatację z wysokim współczynnikiem wykorzystania zainstalowanej mocy. Ekonomicznie uzasadniona produkcja energii elektrycznej, z bloku jądrowego o mocy 1000 MW_e powinna być powyżej 7 TW·h rocznie. Zmniejszenie wielkości wytwarzanej (i oczywiście sprzedanej) energii spowoduje wzrost kosztów jej wytwarzania w tego typu obiektach.

Specyfika eksploatacji elektrowni jądrowych wymaga działalności określonego zaplecza energetyki jądrowej: diagnostyki stanu i bazy remontowej części jądrowej elektrowni,

obiektów gospodarki odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem, zaplecza szkoleniowego kadr dla energetyki jądrowej oraz zaplecza naukowego. Koszt działalności tego zaplecza powinien być rozłożony na odpowiednio dużą produkcję energii elektrycznej — według wstępnych szacunków powyżej 20 TW·h rocznie. Taka wielkość produkcji jest osiągnięta przy 3 GW_e zainstalowanej mocy w elektrowniach jądrowych.

Niezwykle ważnym elementem w budowie elektrowni jądrowych w Polsce będzie ustanowienie stabilnego systemu gospodarki odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem oraz procesem ich likwidacji. Okres eksploatacji elektrowni jądrowej nowej generacji wynosi 60 lat. Okres bezpiecznego przechowywania wypalonego paliwa, przed jego ostatecznym składowaniem, ocenia się na 40–50 lat. Już od pierwszej chwili eksploatacji elektrowni jądrowej powinny być gromadzone fundusze przeznaczone na finansowanie tej działalności. Przykładowe rozwiązanie zastosowano w Szwecji. W cenie sprzedanej z elektrowni jądrowej energii elektrycznej zawarty jest 4% udział gromadzonych funduszy, przeznaczonych na tę działalność. Fundusz ten gromadzony na lokatach bankowych jest wykorzystywany przez specjalnie do tego celu utworzone przedsiębiorstwo państwowe do budowy i instalacji gospodarki odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem — a w przyszłości do likwidacji (decommissioningu) elektrowni jądrowej.

Elektrownie jądrowe nowej generacji

Reaktory odpowiadające wymaganiom EUR 2004 są zaliczane do reaktorów trzeciej generacji. Pierwsza generacja reaktorów energetycznych, rozwijanych w latach 1950–1965, to prototypowe reaktory energetyczne, takie jak Shippingport, Dresden, Magnox, Fermi 1. Dalszy rozwój energetyki jądrowej doprowadził do powstania i eksploatacji w latach 1965–1995 przemysłowych reaktorów energetycznych: lekkowodnych — PWR, BWR, WWR, ciężkowodnych: CANDU i kanałowo grafitowych: RBMK. Po awarii w Czarnobylu rozpoczęto konstruowanie reaktorów energetycznych — lekkowodnych — o lepszych właściwościach bezpieczeństwa i ekonomii. Są to reaktory III generacji, znane jako zaawansowane LWR. Reaktory trzeciej generacji odznaczają się [5]:

- ✧ standaryzacją konstrukcji zmniejszającą koszt inwestycji i redukującą okres budowy,
- ✧ uproszczeniem konstrukcji ułatwiającej eksploatację i zwiększającą odporność na błędy operatora,
- ✧ większą dyspozycyjnością (>85%) i zwiększonym okresem eksploatacji (do 60 lat);
- ✧ redukcją prawdopodobieństwa wystąpienia awarii związanej z uszkodzeniem rdzenia (<10⁻⁶ na rok),
- ✧ minimalizacją wpływu na środowisko (skutki największej awarii ograniczone do strefy o promieniu 800 m, brak skutków w strefie poza promieniem 3000 m),
- ✧ wysokim wypaleniem paliwa (>55 GWdni/tonę uranu) prowadzącą do zmniejszenia ilości wypalonego paliwa (3 tony wypalonego paliwa –1,5 m³) i odpadów promieniotwórczych (7 m³ na 1 TW·h wytworzonej energii elektrycznej),

✧ wykorzystaniem wypalających się truczyn w paliwie, zwiększających okres pracy reaktora bez przeładunku paliwa (> 1 rok).

W celu skrócenia okresu licencjonowania przyjęto zasadę licencjonowania konstrukcji jądrowego bloku energetycznego przed wyborem konkretnej lokalizacji i jego budowy. Zasada ta jest znana pod nazwą FOAKE (*First-Of-A-Kind Engineering*).

Pierwszy reaktor tej generacji został uruchomiony w Japonii w 1996 roku, w elektrowni Kashiwazaki Kariwa o mocy $1,3 \text{ GW}_e$. Reaktor ten o nazwie ABWR (*Advanced Boiling Water Reactor*) został opracowany przez konsorcjum General Electric (USA), Hitachi i Toshiba (Japonia). Do chwili obecnej uruchomiono w tej elektrowni trzy bloki energetyczne z tymi reaktorami. Koszt inwestycji wyniósł $2\,000 \text{ USD/kW}$ zainstalowanej mocy.

W firmie Westinghouse [5] (USA) opracowano konstrukcję reaktorów energetycznych AP-600 (*Advance Passive* — 600 MW_e) i AP-1000 (1000 MW_e). Na opracowanie tych konstrukcji wydano 440 mln USD i konstrukcje te uzyskały licencję FOAKE NRC (*Nuclear Regulatory Commission* — organ dozoru jądrowego USA) na 15 lat, z możliwością przedłużenia na następne 10 lat. Koszt inwestycji ocenia się na 1400 USD za kW, okres budowy 36 miesięcy, koszt wytworzenia $1 \text{ MW}\cdot\text{h}$ — 35 USD . W szwedzkim oddziale Westinghouse (poprzednio ABB Atom) prowadzone są prace nad konstrukcją reaktora wrzącego BWR 90+ o mocy $1,5 \text{ GW}_e$.

Firma Framatome ANP posiada gotowy, licencjonowany projekt jądrowego bloku energetycznego z reaktorem EPR (*European Pressurized Reactor*) o mocy $1,6 \text{ GW}_e$. Ocenia się, że koszt energii elektrycznej wytwarzanej przez ten blok będzie niższy o 10% od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w typowym bloku francuskiej elektrowni jądrowej z reaktorem N4. Blok energetyczny z reaktorem EPR może pracować w reżimie nadążnym za dziennymi zmianami zapotrzebowania systemu, odznacza się wysoką sprawnością termiczną — 36%, średnią głębokością wypalenia paliwa 65 GWdni/tonę U , dyspozycyjnością 92% w 60-letnim okresie jego eksploatacji. Pierwszy blok będzie budowany w Finlandii, w EJ Olkiluoto, drugi we Francji w EJ Flamanville.

W Rosji opracowano konstrukcję reaktora wodnociśnieniowego o parametrach III generacji dla bloku energetycznego o mocy 1 GW_e (*advanced WWER-1000, V-392*), w których zastosowano zachodnie systemy sterowania i zabezpieczeń. Dwa bloki energetyczne z tymi reaktorami budowane są w Chinach oraz przewiduje się budowę jednego bloku w Indiach. W końcowym stadium konstrukcji znajdują się bloki energetyczne WWER-1500, model V-448, które zastąpią wycofywane z eksploatacji reaktory RBMK w Leningradzie i w Kursku. Przewiduje się ich uruchomienie w latach 2012–2013.

Na uwagę zasługują prace nad reaktorami ciężkowodnymi AHWR (*Advanced Heavy Water Reactor*) prowadzone w Indiach z wykorzystaniem toru jako materiału paliwowo-rodnego. Jest to 300 MW_e reaktor wykorzystujący jako paliwo izotop $\text{U } 233$ powstający wyniku jądrowej transmutacji $\text{Th } 232$. Podtrzymanie reakcji wytwarzania $\text{U } 233$ wymaga uzupełnienia składu paliwa o niewielką ilość $\text{Pu } 239$.

Nie sposób prowadzić analizę perspektyw energetyki jądrowej bez rozważenia dostępności paliwa jądrowego. Rozpoznane światowe zasoby uranu, po kosztach wydobycia do 80 USD (ceny 2003 r.) za kg U, wynoszą $3,5 \text{ mln ton}$. Roczne zapotrzebowanie działających obecnie elektrowni jądrowych wynosi $68\,000 \text{ ton}$. Oznacza to, że przy stałym potencjale

energetyki jądrowej zasoby te wystarczą na 50 lat. Jednakże przy dopuszczeniu do wydobycia uranu po kosztach do 120 USD/kgU zasoby te zwiększają się kilkukrotnie. Obecnie, koszt uranu naturalnego stanowi około 4% kosztów wytwarzania energii. Podwyżka cen uranu nieznacznie wpłynie na koszt wytwarzanej energii elektrycznej.

Prognoza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych na rok 2010 wykazuje przewagę ekonomiki elektrowni jądrowych nad innymi technologiami produkcji. W tabeli 4 przedstawione są prognozy dla kilku krajów eksploatujących elektrownie jądrowe.

TABELA 4. Prognoza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych w 2010 r., koszt w centach USD (2003 r), stopa dyskonta 5%, 40 lat eksploatacji, wykorzystanie zainstalowanej mocy 85%

TABLE 4. Projections of electricity generating costs for year 2010 for nuclear, coal and gas stations in selected countries. US 2003 cents/kWh, Discount rate 5%, 40 year lifetime, 85% load factor

Wyszczególnienie	Finlandia	Francja	Niemcy	Czechy	Słowacja	Japonia	Korea	USA
Jądrowe	2,76	2,54	2,86	2,3	3,13	4,8	2,34	3,01
Węgiel	3,64	3,33	3,52	2,94	4,78	4,95	2,16	2,71
Gaz	—	3,92	4,9	4,97	5,59	5,21	4,65	4,67

Źródło: [7]

Przyszłościowe rozwiązania elektrowni jądrowych

Reaktory wysokotemperaturowe chłodzone helem HTGR (*High Temperature Gas cooled Reactor*)

Po pierwszych negatywnych doświadczeniach z reaktorami chłodzonymi helem — reaktor DRAGON w Wielkiej Brytanii, reaktory AVR i THTR w RFN, reaktory w Peach Bottom i Fort St. Vrain — obserwuje się renesans tego typu reaktorów. W Chinach uruchomiono w 2000 roku reaktor HTR-10, o mocy 10 MW_t, a w 1999 roku — 30 MW_t reaktor HTTR w Japonii. Pierwszy jest wykorzystywany do badań techniki reaktorów wysokotemperaturowych, drugi — do badania możliwości zasilania procesów chemicznych — w tym wytwarzania wodoru — energią wytwarzaną przez reaktor.

Reaktory HTGR wykorzystują paliwo złożone z granulek dwutlenku uranu w otoczce z grafitu i węgla krzemowego. Każda granulka o średnicy około 1 mm tworzy szczelny element paliwowy zdolny do pracy w temperaturze ponad 1600°C [8]. Z granulek tych, metodą spiekania, tworzone są elementy paliwowe w formie kul o średnicy 5–7 cm lub w postaci

prętów paliwowych. Ze względu na znakomite własności bezpieczeństwa tych reaktorów, ekonomicznie opłacalna jest budowa małych obiektów, co umożliwia znaczny stopień ich prefabrykacji. Jednocześnie wysoka temperatura pracy gwarantuje wysoką sprawność przetwarzania energii cieplnej w elektryczną — do 50%.

Obecnie prowadzone są prace nad konstrukcją reaktorów HTGR w Republice Południowej Afryki oraz przez konsorcjum General Electric, Federalna Agencja Energii Atomowej w Rosji oraz firma Fuji (Japonia).

W RPA konstruowane są bloki o mocy 165 MW_e z turbiną gazową. Przewidywana głębokość wypalenia to 90 GWdni/MgU z perspektywą zwiększenia do 200 GWdni/MgU. Konstrukcja reaktora umożliwia nagle zmiany mocy w granicach 40–100%. Ocenia się, że koszt inwestycji elektrowni z 8 blokami HTGR wyniesie 1000 USD/kW_e, a koszt energii elektrycznej — 30 USD/MW·h. Przewiduje się rozpoczęcie budowy prototypu w 2006 roku, a w 2010 roku rozruch.

Budowany przez konsorcjum modułowy jądrowy blok energetyczny o mocy 258 MW_e z reaktorem GT-MHR jest przeznaczony do „spalania” plutonu militarnego w Rosji. Przewidywane wypalenie 100 GWdni/tHM, a efektywność termiczna 46%. Koszt inwestycji około 1 000 USD/kW_e, a koszt energii — 29 USD/MW·h.

Reaktory energetyczne IV generacji

W 2000 roku zostało zorganizowane forum GIF (*Generation IV International Forum*), którego celem jest opracowanie reaktorów energetycznych, przewidzianych do budowy w latach 2010–2030 [9]. W skład tej organizacji weszli przedstawiciele USA, Argentyny, Brazylii, Kanady, Francji, Japonii, Południowej Korei, Republiki Południowej Afryki, Szwajcarii i Wielkiej Brytanii. GIF określił jakie charakterystyki powinny posiadać reaktory gotowe do budowy w tych latach. Powinny być przyjazne środowisku, ekonomicznie konkurencyjne, ze zwiększonym wykorzystaniem uranu w reaktorze³, odporne na ataki terrorystyczne oraz na kradzież materiału jądrowego nadającego się do konstrukcji ładunku jądrowego. Jako perspektywiczne reaktory IV generacji wyszczególniono:

1. Reaktor powielający chłodzony gazem (helem) z temperaturą chłodziwa 850°C, o mocy 288 MW_e, przeznaczony do wytwarzania wodoru i energii elektrycznej z zamkniętym⁴ cyklem paliwowym.
2. Reaktor powielający chłodzony stopionym ołowiem lub eutektyką Pb-Bi z temperaturą chłodziwa 550–800°C, o mocy od 300 do 1200 MW_e, przeznaczony do wytwarzania energii elektrycznej i wodoru (przy wysokich temperaturach chłodziwa) z zamkniętym cyklem paliwowym.
3. Reaktor na stopionych solach z chłodzenie stopionymi solami fluorku uranu (stosowanymi jako paliwo jądrowe), z temperaturą chłodziwa 700–800°C, o mocy 1000 MW_e,

³ W dotychczas eksploatowanych obiektach tylko 1% wydobywanego z rud uranu ulega rozszczepieniu, reszta to zubożony w procesie wzbogacania uranu oraz wypalone paliwo.

⁴ Zamknięty cykl paliwowy polega na przerobieniu wypalonego paliwa i składowaniu wysokoaktywnych odpadów — w odróżnieniu do otwartego cyklu paliwowego w którym składowane jest wypalone paliwo.

przeznaczonym do wytwarzania wodoru i energii elektrycznej, z zamkniętym cyklem paliwowym.

4. Reaktor powielający chłodzony ciekłym sodem, z temperaturą chłodziwa 550°C, o mocy od 500 do 1000 MW_e, przeznaczonym do wytwarzania elektryczności, z zamkniętym cyklem paliwowym.
5. Reaktor lekkowodny o parametrach nadkrytycznych⁵, z chłodziwem wodnym o temperaturze do 550°C, o mocy 1500 MW_e, wykorzystywany do wytwarzania elektryczności z zamkniętym lub otwartym cyklem paliwowym — w zależności od widma neutronów w reaktorze.
6. Reaktor chłodzony helem o ultra wysokich temperaturach o temperaturze 1000°C, o mocy 250 MW_e, wykorzystywany do wytwarzania wodoru i elektryczności z otwartym cyklem paliwowym.

Jak wynika z przedstawionego opisu, w reaktorach IV generacji radykalnie zwiększono temperaturę ich pracy, co skutkuje większą efektywnością przetwarzania energii cieplnej na elektryczną, i możliwością wykorzystania jej części do wytwarzania wodoru. Reaktory powielające z zamkniętym cyklem paliwowym pozwalają na kilkudziesięciokrotne zwiększenie wykorzystania uranu. Opracowane nowe technologie przerobu wypalonego paliwa uniemożliwiają otrzymanie materiału jądrowego, nadającego się do celów militarnych, a tym bardziej terrorystycznych.

Reaktory powielające mogą być wykorzystane do tzw. transmutacji jądrowej długocyclowych odpadów promieniotwórczych, obecnych przede wszystkim w wypalonym paliwie. Ze względu na bilans neutronów w reaktorze oraz ze względu na bezpieczeństwo tych obiektów, przewiduje się stosowanie podkrytycznych układów reaktorowych, współpracujących ze spalacyjnymi źródłami neutronów (akcelerator protonów o energii rzędu GeV z tarczą z ciężkich metali — ołów, wolfram itp.). Układy te znane jako ADS (*Accelerator — Driven Systems*) zostaną przedstawione w dalszej części artykułu.

Postępowanie z wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi

Energetyka jądrowa wytwarza znikomo mało odpadów — w porównaniu do energetyki konwencjonalnej — w procesie produkcji energii elektrycznej. W reaktorach energetycznych III generacji na jedną TW·h wytworzonej energii elektrycznej powstaje 3 tony wypalonego paliwa o objętości 1,5 m³ oraz około 7 m³ średnio i niskoaktywnych odpadów promieniotwórczych. W odróżnieniu od energetyki konwencjonalnej, odpady te są przedmiotem specjalnego postępowania, a koszt tej działalności jest zawarty w kosztach wytwarzania energii elektrycznej. Wbrew rozpowszechnianym informacjom, opracowane są

⁵ W tym przypadku chodzi o nadkrytyczne parametry chłodziwa a nie o nadkrytyczność reaktora.

technologii bezpiecznego postępowania, zarówno z odpadami promieniotwórczymi, jak i z wypalonym paliwem.

Wypalone paliwo z reaktorów energetycznych, po wyładowaniu z reaktora, jest przechowywane w basenach z wodą, która jest wykorzystywana jako czynnik chłodzący i osłona biologiczna przed promieniowaniem. Jeśli jest stosowany cykl otwarty (bez przerobu wypalonego paliwa), to po okresie 40–50 lat paliwo to jest zamykane w specjalnych kapsułach i składowane w głębokich złożach geologicznych. Po upływie około 2000 lat poziom radioaktywności wypalonego paliwa spada do poziomu naturalnej radioaktywności otaczającego środowiska.

W przypadku wyboru cyklu zamkniętego (przerób wypalonego paliwa), po kilku latach składowania w środowisku wodnym, z paliwa odzyskiwane są izotopy rozszczepialne, a produkty rozszczepienia oraz nierozszczepialne radioaktywne izotopy są zabezpieczane poprzez zeszkliwienie i składowane w głębokich złożach geologicznych.

Odpady promieniotwórcze pochodzące z eksploatacji elektrowni jądrowej (substancje powstałe w procesach oczyszczania wody w obiegu pierwotnym reaktora, usuwania zanieczyszczeń z układów i pomieszczeń reaktora) z reguły są izotopami krótkożyciowymi i po okresie 300 lat ich radioaktywność spada do poziomu naturalnej aktywności środowiska. Są one zestalane i zamykane w blokach betonowych, które przechowuje się w składowiskach odpadów promieniotwórczych.

Likwidacja reaktora po okresie jego eksploatacji polega przede wszystkim na wyładunku wypalonego paliwa, co jest normalną procedurą eksploatacyjną. Po kilkuletnim okresie „schładzania” korpusu reaktora i elementów obiegu pierwotnego, korpus reaktora jest wyjmowany z osłony biologicznej i zabezpieczany do składowania jako normalny odpad promieniotwórczy. Elementy obiegu pierwotnego, po wytrawieniu radioaktywnych osadów, są traktowane jako zwykły złom do przerobu w hutach. Zaktywowane części osłony biologicznej są traktowane jako odpad promieniotwórczy. Należy zaznaczyć, że konstrukcja obiektów reaktorów energetycznych nowej generacji zawiera w sobie technologię ich likwidacji.

W Instytucie Energii Atomowej prowadzono gospodarkę odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem z eksploatacji dwóch reaktorów badawczych EWA i MARIA. Przeprowadzono również likwidację, wyłączoną po 37 latach eksploatacji, reaktora badawczego EWA. Zgromadzone doświadczenie z tej działalności pokazuje, że stosowane technologie nie są ani trudne ani zbyt kosztowne.

Przeprowadzone w 1998 roku w Instytucie Energii Atomowej analizy [10, 11] wykazały, że pełny koszt postępowania⁶ z wypalonym paliwem z reaktorów energetycznych, w cyklu otwartym, kształtuje się na poziomie (ceny 1998 r.) od 2 zł do 5 zł⁷ za 1 MW·h wytworzonej energii elektrycznej. W cyklu zamkniętym — przy zastosowaniu przerobu wypalonego paliwa — koszt ten jest większy i kształtuje się na poziomie od 7 do 12 zł za 1 MW·h energii. Pełny koszt postępowania z odpadami promieniotwórczymi kształtuje się na poziomie od 1 zł do 2 zł za 1 MW·h. Koszt likwidacji elektrowni jądrowej to kwota od 0,02 zł do 2 zł za 1 MW·h.

⁶ Pełny koszt postępowania obejmuje koszt budowy instalacji, ostatecznego składowiska, eksploatacji i likwidacji instalacji po zakończeniu ich działalności.

⁷ W zależności od zastosowanej technologii i stopy dyskonta lokat bankowych (od 0 do 10%).

Transmutacja jądrowa długożyciowych izotopów w wypalonym paliwie

Idea transmutacji jądrowej polega na wykorzystaniu reakcji jądrowych, wywołanych neutronami do przemiany długożyciowych izotopów, znajdujących się w wypalonym paliwie w izotopy stabilne lub izotopy o krótkich czasach rozpadu⁸. W wypalonym paliwie występują dwie grupy długożyciowych izotopów, które wymagają różnego podejścia w procesach transmutacji:

- ✧ produkty rozszczepienia, w których większość izotopów ulega rozpadowi w okresie do 300 lat składowania, natomiast istnieje niewielka ilość długożyciowych izotopów o czasie połowicznego zaniku powyżej 30 lat, takich jak: Se 79, Zr 93, Tc 99, Pd 107, Sn 126, I 129, Cs 135 i Sm 151, oraz
- ✧ transuranowce: Np, Pu, Am i Cm powstałe w wyniku przemian jądrowych w rdzeniu reaktora, w wyniku napromieniania neutronami uranu i następujących przemian jądrowych — przy czym analizy obejmują izotopy o okresach połowicznego rozpadu większym niż 100 lat i krótszym niż 10^7 lat. Izotopy o okresach połowicznego rozpadu większym niż 10^7 lat nie stanowią zagrożenia ze względu na nich niską aktywność. Takie izotopy są obecne w naturalnym środowisku jak np. U 235, U 238 i Th 232.

W odniesieniu do długożyciowych izotopów prowadzone są prace nad zastosowaniem neutronów w reakcjach jądrowych prowadzących do powstania stabilnych izotopów, np. z Tc 99 na Ru 100 oraz z I 129 na Xe 130. W przypadku izotopów z grupy transuranowców proponuje się wykorzystanie neutronów do przemian izotopów nierozszczepialnych w rozszczepialne, a następnie ich rozszczepienie. Produkty rozszczepienia rozpadają się szybciej niż transuranowce i w konsekwencji okres izolacji wypalonego paliwa od środowiska ulegnie radykalnemu skróceniu.

Wymienione powyżej procesy są „absorberami neutronów” i działają ujemnie na bilans neutronów w reaktorze. Dlatego reaktory te muszą być zasilane zewnętrznym źródłem neutronów. Wykorzystuje się do tego celu spalacyjne źródła neutronów. Tarcza z metalu ciężkiego napromieniowana wiązką protonów o dużej energii — rzędu GeV staje się intensywnym źródłem neutronów. Tarczę taką umieszcza się w centrum reaktora i wprowadza tam wiązkę protonów. Taki właśnie układ określa się nazwą ADS.

Przedstawione powyżej technologie są obecnie w fazie intensywnych prac badawczych. Przed zespołami działającymi w opracowaniu tych technologii stoją nie lada zadania: opracowania technologii wykonania tarcz poddanych działaniu wiązki wysokoenergetycznych protonów zdolnych do pracy w rozsądnym czasie, pracy elementów rdzenia reaktora w strumieniu 10^{17} prędkich neutronów na cm^2/sek , separacji transmutowanych izotopów (partitioning) tak, aby w procesie transmutacji aktywność ulegała zmniejszeniu a nie zwiększeniu.

⁸ Bertel E. et al, P&T: *A long-term option for radioactive waste disposal?* NEA News 20.2, 2003.

Literatura

- [1] Energy Information Administration Official Energy Statistic from US Government International Energy Annual 2003 June 2005 (www.eia.doe.gov).
- [2] Energy Information Administration Official Energy Statistic from US Government International Energy Annual 2000, May 2002.
- [3] Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię jako integralna część polityki energetycznej państwa, Referat ARE grudzień 2004 r.
- [4] Urząd Regulacji Energetyki Podstawowe informacje o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (www.ure.gov.pl/index.php?dzial=16&id=625) — bez elektrowni szczytowo-pompowych.
- [5] IEA-NEA-IAEA 2002, Innovative Nuclear Reactor Development.
- [6] US Dept of Energy, EIA 2003, New Reactor Designs.
- [7] FERETIC D., TOMSIC Z., 2005 — Probabilistic analysis of electrical energy costs, Energy Policy 33,1; January 2005.
- [8] LaBar M. et al., 2003 — Status of the GT-MHR for electricity production, WNA Symposium.
- [9] DOE EIA 2003 New Reactor Designs.
- [10] CHWASZCZEWSKI S. i in., 1998 — Analiza wariantowa bilansów unieszkodliwiania i składowania odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa z reaktorów nowej generacji w latach 2010–2100. Strategiczny Program Rządowy 04.3. „Gospodarka wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi w Polsce”.
- [11] CHWASZCZEWSKI S., 1999 — Gospodarka wypalonym paliwem reaktorów energetycznych — technologie, ekonomika, środowisko. Materiały XIII konferencji z cyklu „Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej” IGSMiE PAN, Zakopane 17–20 października 1999, s. 141.
- [12] BERTEL E. et al., 2003 — A long-term option for radioactive waste disposal? P&T NEA News 20.2, 2003.

Stefan CHWASZCZEWSKI

Nuclear power in Polish energy policy

Abstract

In presented paper the situation in Polish electric system is presented. On this background, the option of nuclear power was accepted by Polish Government. The present utilization of electric energy in Poland with reference to Gross Domestic Product is presented on the background of European countries. One shown that economy development in Poland will be accompanied with grown of electricity consumption. Its connected with grow of energy raw material consumption. Selection of electric energy production technology should be determined by European Union environmental

protection limits also by forecast of energy raw materials price and availability. In this situation one of possible solution will be nuclear power.

The properties of new generation nuclear power stations (operating, ready for construction or in design state) are presented. The electricity generating cost projections for year 2010 in nuclear, coal and gas technology for selected countries are shown. The review of future nuclear reactors constructions with enhance of uranium utilization, major effectiveness of electricity generation and possibility to supply of chemical processes e.g. for hydrogen production is described. Some information of spent nuclear fuel and radioactive waste technology and economy also principle of nuclear transmutation of long lived isotopes in spent fuel are shown.

KEY WORDS: electro energy, nuclear power, radioactive waste