

Prof. dr hab. Zdzisław Celiński
Przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP

Przewidywany rozwój energetyki jądrowej¹⁾ Generacje reaktorów energetycznych

Część II

Historię rozwoju energetyki jądrowej dzieli się zwykle na kilka okresów, w których występują reaktory o innych konstrukcjach, budowane z punktu widzenia osiągania różnych celów.

I generacja reaktorów energetycznych. Pierwszą generację stanowiła grupa reaktorów energetycznych o konstrukcjach przejętych po wojnie z programów wojskowych, przystosowanych do produkcji plutonu. Główną ich cechą charakterystyczną była możliwość dokonywania przeładunków paliwa w czasie pracy reaktora bez konieczności jego wyłączenia. Były to reaktory grafitowe, chłodzone wodą lub dwutlenkiem węgla, pracujące na uranie naturalnym lub słabo wzbogaconym. Należały do nich reaktory: MAGNOX w W. Brytanii, GCR we Francji, CANDU w Kanadzie, RBMK w ZSRR. Ten etap rozwoju „przeskoczyły” Stany Zjednoczone wprowadzając do energetyki od razu reaktory typu PWR (również przejęte z konstrukcji reaktorów wojskowych służących do napędu łodzi podwodnych).

II generacja reaktorów energetycznych. Głównym zadaniem reaktorów należących do tego pokolenia jest najbardziej efektywne wytwarzanie energii elektrycznej. Do tej grupy reaktorów należą najbardziej dziś rozpowszechnione reaktory lekkowodne typu PWR i BWR.

III generacja reaktorów energetycznych. W połowie lat 80. zainicjowano prace badawcze i projektowe nad nową, ulepszoną generacją reaktorów jądrowych zwaną generacją III. Prace koncentrują się głównie nad ulepszaniem reaktorów lekkowodnych, stąd nazwa tego typu reaktorów – ALWR (Advanced Light Water Reactors).

Opracowano kilka typów reaktorów tej generacji: ABWR (*General Electric*), APWR (*Westinghouse*), AP 600 (*Westinghouse*), EPP 1000, EPR (*Nuclear Power International*), 80+ (*ABB Combustion Engineering*), BWR 90 (*ABB Atom*), WWER 640 [9].

Podjęcie prac badawczych i projektowych nad III generacją reaktorów energetycznych było wywołane sytuacją, jaka się wytworzyła w latach 80. w elektroenergetyce światowej. Wprowadzana w wielu krajach prywatyzacja

i deregulacja rynku energii elektrycznej wywołała niepewność przedsiębiorstw energetycznych i doprowadziła do zaostrzenia konkurencji. Nadwyżki mocy zainstalowanej przy jednoczesnym zmniejszeniu tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, poprawa sprawności wytwarzania energii elektrycznej w wyniku postępu technologicznego, niskie ceny paliw – głównie gazu, zmniejszone wsparcie finansowe ze strony budżetów państwowych, zmieniły w istotny sposób sytuację energetyki jądrowej. Przedsiębiorstwa energetyczne zaczęły wyraźnie preferować opcje o niskich nakładach inwestycyjnych, krótkich cyklach budowy, niskim poziomie ryzyka finansowego, a więc takie, które zapewniają szybki i pewny zwrot kapitału. Warunków tych nie spełniały elektrownie jądrowe. Do tego doszły obawy i uprzedzenia społeczne wywołane awariami (Three Mile Island – 1979, Czarnobyl – 1986). To wszystko wywołało reakcję przedsiębiorstw energetycznych i przemysłu jądrowego, które podjęły wspólne działania nad opracowaniem nowej, ulepszonej generacji reaktorów, głównie lekkowodnych, określonych mianem ALWR. W opracowaniu oparto się na wieloletnich doświadczeniach w budowie i eksploatacji reaktorów LWR. Wprowadzane zmiany i ulepszenia mają więc charakter „ewolucyjny” i ukierunkowane są głównie na zwiększenie bezpieczeństwa eksploatacji (obniżenie prawdopodobieństwa poważnego uszkodzenia rdzenia reaktora) oraz podwyższenia efektywności ekonomicznej (obniżenie kosztów budowy i eksploatacji elektrowni).

Zwiększenie bezpieczeństwa uzyskano głównie poprzez wprowadzenie szeregu pasywnych elementów, ale również poprzez podjęcie innych środków, jak: zmniejszenie gęstości mocy w rdzeniu, zwiększenie ilości wody w obiegu pierwotnym, dywersyfikację źródeł zasilania elektrycznego, modernizację układów sterowania i zabezpieczeń itp.

Podwyższenie efektywności ekonomicznej uzyskuje się przez podjęcie szeregu działań organizacyjnych i technicznych, jak: uproszczenie procedur licencjonowania, skrócenie czasu budowy (do ok. 4...5 lat), wprowadzenie modularyzacji i standaryzacji, upraszczanie systemów bezpieczeństwa, zwiększanie dyspozycyjności elektrowni, podwyższenie stopnia wypalania paliwa, przedłużanie (do 60 lat) czasu życia elektrowni itp.

¹⁾ Niniejszy artykuł stanowi drugą część publikacji poświęconej współczesnej energetyce jądrowej. Część pierwszą zamieściliśmy w numerze lutymowym *Energetyki* (Redakcja).

Opracowano kilka typów reaktorów tej generacji charakteryzujących się parametrami [10]: moc elektryczna – 1530...1300 MW; bezpośredni koszt budowy (*overnight cost*) – 1200...1600 USD/kW; czas budowy – 48...51 miesięcy; planowany okres eksploatacji – 60 lat; dyspozycyjność – 87...92%; kampania paliwowa – 12...24 miesiące; wypalenie paliwa – 45...60 MW/kg U.

Do najważniejszych z nich zaliczyć można:

ABWR – o mocy 1300 MW opracowany przez *General Electric*, USA. Dwa reaktory ABWR o mocy jednostkowej 1356 MW w wersji japońskiej (opracowanej we współpracy z firmami *Hitachi* i *Toshiba*) uruchomiono w listopadzie 1996 i czerwcu 1997 r. w elektrowni *Kashiwazaki-Kariwa*. Były to pierwsze bloki III generacji reaktorów zbudowane w rekordowym tempie 48 miesięcy. W latach 2000 i 2001 rozpoczęto budowę dwóch następnych bloków; planuje się budowę dalszych 8 jednostek. Rozpoczęto budowę dwóch jednostek na Tajwanie (planowane uruchomienie w 2004 r.). W Japonii rozpoczęto prace konstrukcyjne nad ABWR-II ulepszoną wersją reaktora ABWR o mocy zwiększonej do 1700 MW. Da to, jak się przewiduje, obniżenie kosztów jednostkowych w wyniku efektu skali.

System 80⁺ – reaktor typu PWR o mocy 1350 MW opracowany przez *ABB Combustion Engineering* (firma utworzona przez amerykański koncern *Combustion Engineering* jednego z producentów reaktorów PWR oraz szwajcarsko-szwedzki koncern *ABB*) na podstawie doświadczeń z eksploatacji reaktorów Systemu 80 osiągających bardzo korzystne wskaźniki pracy. NRC (amerykański urząd dozoru jądrowego) wydał w 1997 roku certyfikat bezpieczeństwa dla standardowego projektu. We współpracy z *Combustion Engineering* koreański przemysł reaktorowy opracował własną modyfikację projektu Systemu 80⁺ określoną jako *Korean Standard Nuclear Plant* (KSNP). Dwa pierwsze jego bloki po 1000 MW zostały uruchomione w 1998 roku, cztery następne znajdują się w budowie, a cztery w przygotowaniu do rozpoczęcia budowy.

Na podstawie doświadczeń z pracującymi już blokami przystąpiono do opracowania zmodyfikowanego przez przemysł koreański reaktora o mocy 1450 MW określanego jako *Korean Next Generation Nuclear Reactor* (KGNR), oznaczanego również jako APR 1400. Reaktory tego typu będą uruchamiane po roku 2010.

EPR (European Power Reactor) – reaktor typu APWR opracowany przez *NPI (Nuclear Power International)* spółkę utworzoną w 1989 roku przez dwa koncerny – francuski *Framatome* i niemiecki *Siemens* w celu rozwoju reaktora nowej generacji. Projekt wstępny zakończono w 1997 roku. W 1998 roku podniesiono moc nominalną z 1500 MW do 1750 MW. Projekt przygotowywano w ścisłej współpracy z urzędami dozoru jądrowego obu krajów w celu ujednoczenia wymagań, tak aby można było uzyskiwać pozwolenia na budowę reaktorów w obu krajach bez potrzeby przystosowywania projektów do wymagań krajowych. W związku z sytuacją energetyki jądrowej w Europie Zachodniej, szczególnie trudnej w Niemczech, branże atomowe *Framatome* i *Siemensa* połączyły się w styczniu 2001 roku w *joint venture* – *Framatome*

Advanced Nuclear Power. Utworzona firma jest liderem na światowym rynku elektrowni jądrowych. Zatrudnia 13 000 pracowników; Francja dysponuje 66%, a Niemcy 34% udziałów. Firma oferuje swoje reaktory w różnych krajach, m.in. w Finlandii.

Reaktor BWR 90. Szwedzka gałąź międzynarodowej szwajcarsko-szwedzkiej firmy *ABB (BBC + ASEA)* opracowała projekt reaktora BWR 90 o mocy 1200 MW oparty na sprawdzonej konstrukcji i bardzo dobrych doświadczeniach eksploatacyjnych elektrowni jądrowych budowanych przez *ASEA-Atom*, pracujących od lat w Szwecji i Finlandii. W wyniku współpracy z firmą *TVO* w Finlandii opracowano zmodyfikowaną wersję BWR 90⁺ o mocy 1500 MW, którą zaoferowano Finlandii w związku z planami budowy tam piątego bloku jądrowego.

AP 600 – reaktor typu PWR o mocy 600 MW opracowany przez amerykańską firmę *Westinghouse*. Głównymi cechami reaktora jest uproszczona konstrukcja, modułarna budowa oraz oparcie systemów bezpieczeństwa na elementach pasywnych. Certyfikat bezpieczeństwa standardowego modelu udzielony został przez NRC w 1999 roku. Koncepcję reaktora AP 600 przyjęły Chiny w pracach nad reaktorem pasywnym AC 600 (Advanced Chinese PWR) o mocy 610 MW. Biorąc pod uwagę myśl konstrukcyjną towarzyszącą opracowywaniu koncepcji tego reaktora oraz jego właściwości należałoby go raczej zaliczyć już do IV generacji reaktorów. Powszechnie jednak prezentowany jest w grupie ulepszonych reaktorów III generacji.

Reaktor EPP – projekt reaktora APWR 1000 MW opracowywany od roku 1994 przez *Westinghouse* oraz grupę towarzystw energetycznych z ośmiu krajów Europy Zachodniej. Celem jest ocena możliwości zaadaptowania technologii reaktorów *Westinghouse'a* z pasywnymi układami bezpieczeństwa do wymagań bezpieczeństwa europejskich towarzystw energetycznych (European Utility Requirements). Reaktor EPP 1000 podobnie jak AP 600 charakteryzuje się znacząco wyższym poziomem bezpieczeństwa niż obecnie pracujące reaktory PWR z uwagi na zastosowanie pasywnych układów bezpieczeństwa.

WWER 640 i WWER 1000. Rosyjskie firmy *Atomenergoprojekt* i *Gigropress* opracowały reaktor typu APWR o mocy 640 MW z dużym udziałem pasywnych elementów w systemie bezpieczeństwa. Rosyjski dozór jądrowy udzielił licencji na budowę takiego reaktora w Sosnowym Borze (pod Petersburgiem) oraz na półwyspie Kola (pod Murmańskiem). Opracowano ulepszoną wersję pracujących dzisiaj reaktorów WWER 1000; zaoferowano je Chinom, Iranowi i Indiom; takie 2 bloki planuje się wybudować w Nowoworoneżu.

Do reaktorów III generacji zalicza się też unowocześniane przez przemysł kanadyjski ciężkowodne reaktory typu CANDU. Dwie takie jednostki CANDU-6 o mocy 728 MW każda znajdują się w budowie w Quinshan, Chiny. Unowocześniony typ CANDU-9 o mocy 935 MW uzyskał w 1997 roku licencję od kanadyjskiej komisji dozoru jądrowego. Trwają prace nad nową generacją reaktorów (NG-CANDU) o mocy 1300 MW – ma on pracować z nieco wzbogaconym uranem i chłodzeniem lekką wodą.

IV generacja reaktorów energetycznych. O ile rozwój III generacji polegał na wprowadzaniu ulepszeń i raczej umiarkowanych zmian w konstrukcji reaktorów LWR, zmian operacyjnych na dotychczasowych doświadczeniach eksploatacyjnych i kontynuacji trendów rozwojowych, o tyle reaktory IV generacji mają mieć charakter nowatorski, są otwarte na nowe koncepcje i zasadnicze zmiany w działaniu reaktorów w porównaniu z aktualną praktyką.

Wiele z nich to reaktory wodne małej i średniej mocy o oryginalnych rozwiązaniach konstrukcyjnych. Zalicza się do nich również nowe konstrukcje reaktorów ciężkowodnych, grupę reaktorów HTR chłodzonych helem oraz reaktory prędkie.

Wielu ekspertów jest zdania, że wielkie, ciężkie, przeladowane dużą ilością systemów bezpieczeństwa reaktory wodne III generacji wyczerpały już swoje możliwości rozwoju i mają niewielkie szanse skutecznego konkutowania ekonomicznego w różnorodnych warunkach gospodarczych różnych krajów. Widzą oni przyszłość energetyki jądrowej w radykalnym odejściu od aktualnych trendów i znalezieniu nowych rozwiązań reaktorów, które byłyby prostsze, tańsze i bardziej bezpieczne. Tak powstaje koncepcja reaktorów IV generacji.

O ile konstrukcje reaktorów III generacji opierały się na dotychczasowych rozwiązaniach i stanowiły jedynie ich udoskonalone wersje, dzięki czemu można uniknąć budowy i długotrwałych badań prototypów („ewolucyjny” kierunek zmian); o tyle reaktory IV generacji zrywają z utartymi szablonami: poszukuje się całkiem nowych pomysłów i rozwiązań (*innovative designs*). W porównaniu z reaktorami III generacji zmiany mają mieć charakter „rewolucyjny”. W generacji III dominowała tendencja do budowy reaktorów coraz to wyższych mocy, aby wykorzystać efekt skali, natomiast w generacji IV odwrotnie – panuje opinia, że stawiane cele łatwiej będzie osiągnąć przy mniejszych reaktorach: małej (do 300 MW) i średniej mocy (do 600...700 MW).

Istnieje wiele czynników, które sprawiają, że budowa reaktorów małej i średniej mocy (SMR – Small and Medium Reactors) może być korzystniejsza niż budowa reaktorów dużej mocy. Zaliczyć do nich można:

Bezpieczeństwo. W reaktorach tych łatwiej jest instalować pasywne systemy bezpieczeństwa. Łatwiej też oprzeć odprowadzanie ciepła powyłączeniowego na konwekcji naturalnej. Można więc znacznie zredukować w nich systemy bezpieczeństwa. Mimo to są one generalnie bezpieczniejsze od reaktorów dużej mocy. Bezpieczeństwo jest dodatkowo podwyższone dzięki z reguły niższym parametrom technicznym (temperatura, ciśnienie, gęstość mocy). Stąd materiały i elementy reaktorów są bardziej odporne na narażenia mechaniczne, cieplne i jądrowe. W czasie awarii reaktory te stwarzają mniejsze zagrożenia. Bardziej bezpieczne reaktory mogą być lokalizowane bliżej miast, co ułatwia lub w ogóle umożliwia wykorzystanie ich jednocześnie jako źródła ciepła grzewczego.

Poziom ochrony środowiska naturalnego. Wymagają one mniej wody chłodzącej (co jednocześnie zwiększa zbiór możliwych lokalizacji). Mniejsza ilość ciepła odpadowego jest łatwiej rozpraszana w środowisku. Istnieje większa

możliwość zastępowania starych, kończących swój żywot elektrowni węglowych (najczęściej są to niewielkie elektrownie).

Warunki współpracy z systemem elektroenergetycznym. Terminy budowy kolejnych elektrowni jądrowych można lepiej dopasować do wzrostu zapotrzebowania mocy w systemie. Nie ma ograniczeń włączania do słabych systemów elektroenergetycznych (duże jednostki włączane do niewielkiego systemu wymagają tworzenia odpowiednio dużej rezerwy mocy w systemie) – jest to szczególnie ważne w niewielkich krajach słabo rozwiniętych.

Koszty. Wymagają niższych nakładów kapitałowych o szybszym zwrocie. Ryzyko ekonomiczne jest rozłożone na kilka mniejszych jednostek. Ułatwiona jest prefabrykacja przemysłowa i produkcja seryjna; wytwarzanie fabryczne całych jednostek reaktorowych pozwala na podwyższenie jakości ich wykonania z jednoczesnym obniżeniem kosztów produkcji; stypizowane moduły reaktorowe mogą być transportowane na miejsce budowy; typizacja upraszcza i skraca procedury licencyjne, co pozwala na znaczne skrócenie cyklu budowy i obniżenie jej kosztów; czynniki te mogą skompensować efekt skali (zwiększenie jednostkowego kosztu w małych reaktorach w porównaniu z dużymi), tak że koszty wytwarzania mogą być porównywalne z kosztami w dużych jednostkach, a nawet mniejsze.

Wiele reaktorów SMR typu PWR projektuje się w systemie zintegrowanym (rdzeń reaktora umieszczony jest w zbiorniku reaktorowym wspólnie z wytwornicą pary), co czyni zbędnymi rurociągi obiegu pierwotnego.

Westinghouse pracuje nad reaktorem IRIS typu zintegrowanego o małej mocy 100...300 MW. Argentyński reaktor CAREM (moc prototypu – 27 MW) jest chłodzony wodą w obiegu naturalnym i wyposażony jedynie w pasywne systemy bezpieczeństwa. W Korei Płd. opracowuje się reaktor SMART typu PWR w układzie zintegrowanym o mocy cieplnej 330 MW – podjęto już decyzję o budowie małej instalacji pilotowej o mocy cieplnej 65 MW. Japoński Instytut Energii Atomowej opracowuje reaktor w systemie zintegrowanym o mocy 300 MW na bazie okrętowego reaktora MRX. Koncern *Toshiba* wspólnie z Uniwersytetem Tokijskim opracowują mały reaktor typu BWR o mocy w zakresie 100...300 MW z naturalnym obiegiem wody chłodzącej i pasywnymi systemami bezpieczeństwa.

W Rosji opracowano projekty kilku reaktorów małej mocy: reaktor KLT-40C o mocy 35 MW, pętlowy chłodzony wodą pod ciśnieniem; reaktor basenowy typu PWR Ruta-55; reaktor typu PWR o mocy cieplnej 15 MW UNITHERM; zintegrowany reaktor typu PWR oparty na technologii reaktorów okrętowych ABV-6 o mocy 6 MW; reaktor VK-300 typu BWR będący powiększoną wersją reaktora doświadczalnego VK-50. W opracowaniu jest reaktor średniej mocy VPBER-600 w systemie zintegrowanym.

W Instytucie Energii Jądrowej pod Pekinem opracowano reaktor typu PWR w systemie zintegrowanym o mocy cieplnej 200 MW, NHR-200 dla wytwarzania ciepła grzewczego oraz odsalania wody morskiej. W Europie siedem instytucji badawczych oraz przemysłowych we współpracy z Uniwersytetem Tokijskim stworzyło zespół sponsoro-

wany przez Komisję Europejską do badania możliwości opracowania reaktora LWR o wysokiej sprawności cieplnej pracującego z nadkrytycznymi parametrami pary podobnie do stosowanych w najbardziej nowoczesnych elektrowniach parowych. Parametry pary na wyjściu reaktora osiągałyby temperaturę 374°C przy ciśnieniu 22 MPa. Pozwoliłoby to osiągnąć sprawność cieplną ok. 44%.

Trwają również prace nad reaktorami HWR IV generacji. Przemysł kanadyjski podjął prace projektowe nad reaktorem CANDU-X o niewielkiej mocy z podwyższoną sprawnością dzięki parametrom nadkrytycznym chłodziwa. Mały reaktor AHWR o mocy 235 MW jest obecnie projektowany w Indiach. Będzie on moderowany ciężką wodą, chłodzony lekką wrzącą wodą oraz przystosowany do użycia toru jako paliwa.

Reaktory wysokotemperaturowe

Protoplastami reaktorów wysokotemperaturowych HTR były reaktory gazowe: Magnox w W. Brytanii, GCR we Francji. Pierwsza w świecie elektrownia zawodowa uruchomiona w 1956 roku w Calder Hall, W. Brytania, wyposażona była w reaktory gazowe chłodzone CO₂ i moderowane grafitem. W celu osiągnięcia wyższych temperatur rozpoczęto w latach 60. budować reaktory doświadczalne chłodzone hellem. Takie reaktory uruchomiono w Niemczech (AVR, 13 MW), w USA (Peach Bottom, 40 MW, Fort St. Vrain, 330 MW), w W. Brytanii (Dragon, 20 MW mocy cieplnej) [5]. Wszystkie one już zakończyły pracę.

W Niemczech na podstawie bardzo dobrych rezultatów badań w reaktorze AVR (temperatura helu na wylocie z rdzenia — 750°C) zbudowano w latach 80. prototypowy reaktor THTR o mocy 300 MW z paliwem uranowo-torowym. Z różnych powodów, głównie politycznych, reaktor nie został uruchomiony. Na fali ograniczania rozwoju energetyki jądrowej w końcu lat 70. i w latach 80. zmalało zainteresowanie przemysłu reaktorami HTR. W ostatnich latach pojawiło się ponownie.

Reaktory HTR, nad którymi się obecnie pracuje należy zaliczyć do IV generacji reaktorów. Charakteryzują się one wysokim stopniem bezpieczeństwa jądrowego (znacznie wyższym niż w reaktorach wodnych); bardzo niskim stopniem zagrożenia radiacyjnego nawet w przypadku awarii reaktora (szczelne elementy paliwowe, nieaktywujący się hel); możliwością budowy modułów o niewielkiej mocy. Trwają prace badawcze w krajach Unii Europejskiej (Francja, W. Brytania, Holandia), USA, Rosji, Chinach, Japonii, Płd. Afryce. Zwykle są to stanowiska doświadczalne z reaktorami ze złożem usypanym (kulowym) oraz turbiną helową, rzadziej z wytwornicą pary.

W Japonii w listopadzie 1998 r. osiągnął krytyczność reaktor doświadczalny HTTR o mocy cieplnej 30 MW. Zebrane doświadczenia mają posłużyć do opracowania reaktora do produkcji energii elektrycznej o mocy cieplnej 600 MW z turbiną helową. W reaktorze doświadczalnym przewiduje się przetestowanie możliwości wykorzystania ciepła z reaktora jądrowego do produkcji metanolu i wodoru drogą reformingu parowego metanu.

W Chinach w grudniu 2001 roku osiągnął krytyczność pierwszy reaktor doświadczalny HTR o mocy cieplnej 10 MW. Reaktory HTR mają być wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej oraz jako źródła ciepła procesowego i grzewczego.

W USA nad reaktorami HTR pracują zespoły w MIT oraz w Idaho National Engineering Laboratory. Reaktor ma być przeznaczony do produkcji ciepła procesowego, ale również do produkcji wodoru i odsalania wody morskiej [11].

Grupa firm: rosyjska (*Minatom*), francuska (*Framatome*), amerykańska (*General Atomics*) i japońska (*Fuji Electric*) nawiązała współpracę w celu opracowania reaktora HTR z turbiną helową (GT-HTR) o mocy cieplnej 600 MW do produkcji energii elektrycznej z wysoką sprawnością cieplną (47%). Największe ostatnio zainteresowanie budzi projekt budowy reaktora wysokotemperaturowego zwanego PBMR (Pebble Bed Modular Reactor) przez firmę *Eskom* w Afryce Płd. Współpracują z nią przy projekcie firmy amerykańskiej (*Exelon*) i brytyjskiej (*BNFL*). Blok reaktora z turbiną helową ma mieć moc 120 MW, sprawność — 43%, temperatura helu przed turbiną — 900°C. Koszt inwestycyjny ocenia się na 1000 USD/kW, a koszt produkcji energii elektrycznej na 1,5 cUSD/kWh.

Reaktory prędkie

Prace nad reaktorami na neutronach prędkich rozpoczęto w późnych latach 40. w USA, ZSRR, W. Brytanii i Francji. Pierwszym w świecie reaktorem jądrowym użytym jako źródło ciepła w instalacji do wytwarzania energii elektrycznej był reaktor prędkie chłodzony sodem (EBR-1, USA, 200 kW, 1951). W latach 1950—1970 uruchamiano instalacje badawcze i niewielkie doświadczalne reaktory w szeregu krajów: USA (EBR-II, Fermi), ZSRR (BR-10, BR-60), Francja (Rapsodie), Niemcy (KNK-II), Japonia (Joyo), W. Brytania (DFR). W następnym latach powstawały już reaktory demonstracyjne lub prototypowe o większej mocy: we Francji (Phenix, 270 MW), w W. Brytanii (PFR, 250 MW), w ZSRR (BN-350, 150 MW; BN-600, 600 MW), w USA (FFTF), w Indiach (PFBR, 500 MW), w Japonii (Monju-II). Ukoronowaniem rozwoju było uruchomienie we Francji zawodowej elektrowni *Superphenix* o mocy 1200 MW, która przepracowała z powodzeniem wiele lat zanim, z różnych przyczyn — głównie ekonomicznych, została wyłączona. W wyniku takiego rozwoju w pełni opanowano technologię budowy i eksploatacji reaktorów prędkich. Głównymi trudnościami z jakimi się borykano, praktycznie we wszystkich instalacjach, były kłopoty ze szczelnością wymienników ciepła sól/woda w drugim (nieaktywnym) obiegu.

Do niedawna uważano, że trzecim pokoleniem reaktorów będą reaktory prędkie. Rozwój reaktorów prędkich forsowano w początkach lat siedemdziesiątych, kiedy to przewidywano bardzo znaczny rozwój energetyki jądrowej na świecie i obawiano się szybkiego wyczerpania zasobów uranu. Reaktory prędkie mogłyby wtedy pracować jeszcze bardzo długo, wykorzystując pluton z paliwa wypalonego w reaktorach termicznych oraz ogromne zapasy uranu

zubożonego, zmagazynowane w zakładach wzbogacania uranu jako odpady produkcyjne. Zmniejszenie tempa rozwoju energetyki jądrowej w stosunku do planowanego oraz zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną stworzyło już w końcu lat siedemdziesiątych nową sytuację. W wyniku zmniejszonego zapotrzebowania na uran jego ceny gwałtownie spadły. Wprowadzenie reaktorów prędkich odsunięto na dalszą perspektywę. W przyszłości trzeba będzie jeszcze rozstrzygnąć czy i ewentualnie, kiedy reaktory prędkie będą w stanie wygrać konkurencję z niewątpliwie ulepszonymi już znacznie reaktorami termicznymi z podwyższonym współczynnikiem konwersji. Koszty przerobu paliwa z reaktorów prędkich będą prawdopodobnie znacznie wyższe niż z reaktorów termicznych (dzisiaj technologia przerobu paliwa wypalonego w reaktorach prędkich nie jest jeszcze przemysłowo opanowana). Koszty budowy reaktora prędkiego, wg dzisiejszych ocen, są ok. 50% wyższe niż reaktora termicznego. W takiej sytuacji reaktory termiczne mogłyby wygrać konkurencję z reaktorami prędkimi, nawet gdyby ceny paliwa wzrosły kilkakrotnie w porównaniu z obecnymi. Znaczne podwyższenie ceny paliwa spowodowałoby jednocześnie duży wzrost produkcji uranu i jego rezerw (opłacalne stałoby się uzyskiwanie uranu z uboższych rud). Motywacja wprowadzania reaktorów prędkich uległaby dalszemu osłabieniu.

Pomimo tych niezbyt zachęcających do dalszych badań czynników, w wielu krajach prowadzi się prace badawcze nad reaktorami prędkimi. Należałyby one do IV generacji reaktorów. Wspólnym celem tych prac badawczych jest obniżenie kosztów budowy i eksploatacji reaktorów, podwyższenie sprawności i bezpieczeństwa reaktorowego, zwiększenie odporności na proliferację materiałów rozszczepialnych, uproszczenie cyklu paliwowego.

Zwłaszcza dużo uwagi poświęca się badaniom możliwości „wypalania” w tych reaktorach promieniotwórczych pierwiastków transuranowych o bardzo długich okresach życia, zawartych w produktach rozszczepienia. Bada się również możliwości zastąpienia sodu jako chłodziwa ołowiem lub eutektyką ołowiu-bismutową. Nieszczelności w wymiennikach sól/woda wprowadzają groźbę ich wybuchu z uwagi na gwałtowność reakcji sodu z wodą.

Dużym zainteresowaniem badaczy cieszy się koncepcja tzw. systemu hybrydowego ADS (Accelerator Driven System), w którym praca reaktora prędkiego skojarzona jest z akceleratorem cząstek. Reaktor pracuje w stanie lekkopodkrytycznym, neutrony konieczne do osiągnięcia krytyczności powstają w wyniku reakcji wywołanych wysokoenergetycznymi cząstkami z akceleratora. System taki będzie się charakteryzował, jak się przewiduje, bardzo wysokim stopniem bezpieczeństwa i zmniejszoną ilością odpadów promieniotwórczych.

Prace badawcze prowadzone są w kilku krajach. We Francji, w starym już reaktorze doświadczalnym Phenix prowadzi się badania transmutacji w strumieniu neutronów długożyjących pierwiastków zawartych w odpadach promieniotwórczych. Studiuje się również koncepcje reaktorów prędkich chłodzonych gazem. W Japonii, reaktor Monju o mocy 280 MW osiągnął krytyczność w 1994 roku, a w lecie 1995 roku podłączony został do sieci.

W wyniku zaobserwowanych nieszczelności wymiennika sól/woda został wyłączony w końcu 1995 r. W Korei Płd. zakończono w 2002 r. projekt reaktora Kalimer o mocy 150 MW. Aktualnie opracowuje się koncepcję reaktora ADS Hyper. W Rosji, w Biełojarsku planuje się budowę następnego z serii reaktorów prędkich BR-800 o mocy 800 MW. Przewiduje się uruchomienie go ok. 2010 r. Pracuje się nad koncepcją reaktora o mocy ok. 1600 MW. W mniejszych reaktorach doświadczalnych (Brest-300) bada się możliwości chłodzenia reaktorów ołowiem lub eutektyką ołowiu-bismutową zamiast sodu. W innych stanowiskach doświadczalnych bada się transmutację transuranowców, jak również problemy związane z użyciem reaktora do odsalania wody morskiej. W Chinach, w 1997 r. ukończono projekt reaktora CEFR o mocy 25 MW. Aktualnie znajduje się on w budowie — jego ukończenie przewiduje się w 2005 r. W W. Brytanii, firma BNFL zajmuje się projektem rdzenia, obliczeniami ciepłno-przepływowymi oraz opracowywaniem paliwa dla reaktora chłodzonego gazem w systemie ADS. W Indiach opracowano projekt reaktora PFBR o mocy 500 MW. Budowę planowano rozpocząć w 2003 r. [1].

Najnowsze programy międzynarodowe rozwoju energetyki jądrowej

W 2000 r. z inicjatywy USA powstało forum grupujące kilkanaście krajów (m.in. USA, Argentyna, Brazylia, Kanada, Francja, Japonia, Korea Płd., Płd. Afryka, W. Brytania) pod skróconą nazwą GIF (Generation IV International Forum), mające na celu współpracę w zakresie rozwoju reaktorów IV generacji [12]. IAEA (Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej z siedzibą w Wiedniu) oraz NEA (Agencja Energii Atomowej afiliowana przy OECD) mają status obserwatorów. Opracowano „mapę drogową” (*roadmap*), wg której będą identyfikowane nowe koncepcje reaktorów, oceniane i ewentualnie rozwijane.

W 2002 r. wyselekcjonowano sześć tematów badawczych do współpracy międzynarodowej i każdy z nich przydzielono jednemu z krajów, który ma być liderem organizującym współpracę. USA przypadły reaktory prędkie chłodzone gazem, Szwajcarii — reaktory prędkie chłodzone ołowiem, Japonii — reaktory prędkie chłodzone sodem, Kanadzie — reaktory wodne z parametrami nadkrytycznymi pary, Francji — reaktory o bardzo wysokiej temperaturze gazu. Nikt jak dotychczas nie podjął się pilotowania badań nad reaktorami chłodzonymi stopionymi solami. Celem jest doprowadzenie tych sześciu koncepcji różnego typu reaktorów do takiego poziomu rozwoju, żeby ok. 2030 r. możliwe było ich wdrażanie.

Pod auspicjami IAEA powstał międzynarodowy program badawczy o nazwie INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) [13]. Impuls do stworzenia programu dała rezolucja Konferencji Generalnej IAEA we wrześniu 2000 r., a poparcie przyszło ze strony Zgromadzenia Ogólnego NZ w postaci rezolucji przyjętej 14 grudnia 2001 r., gdzie podkreślono potrzebę międzynarodowej współpracy nad rozwojem nowych technologii jądrowych i rolę IAEA przy organizowaniu tej współpracy.

Ogólnym celem programu jest zapewnienie, że energia jądrowa będzie w stanie pomóc zaspokoić potrzeby energetyczne świata w XXI wieku i przyczynić się do jego zrównoważonego rozwoju. W realizacji programu bierze aktywny udział 12 krajów i UE, a następne 12 krajów przyjęło status obserwatorów. W pierwszym etapie pracy skoncentrowano się na określeniu wymagań zgrupowanych w pięciu obszarach: ekonomika, bezpieczeństwo, ekologia, proliferacja, opinia publiczna. W dalszych etapach opracuje się kryteria i metody oceny spełniania tych wymagań przez różne zaproponowane nowatorskie rozwiązania.

Paliwa reaktorowe

Światowa energetyka jądrowa zużywa obecnie ok. 65 tys. t uranu naturalnego rocznie. Uran ten pozyskiwany jest ze źródeł pierwotnych (kopalnie rud uranu) oraz wtórnych (nagromadzone wcześniej zapasy oraz przerób wysokowzbożonego uranu wojskowego na paliwo reaktorowe). Ze źródeł pierwotnych w 2002 r. uzyskano ok. 36 tys. t uranu naturalnego (tab. 1). W założeniu utrzymania wydobycia na obecnym poziomie wielkość zasobów rud uranu (pewnych i możliwych w kategoriach kosztów do 130 USD [5]) wystarczyłaby na ok. 50 lat.

Istnieją bardzo duże ilości uranu w skorupie ziemskiej zbyt jednak rozproszonego, aby jego wydobycie było dzisiaj opłacalne. Można znacznie zwiększyć dostępne zasoby uranu poprzez sięgnięcie do uboższych rud. Zwiększenie kosztu uzyskania uranu będzie miało mały wpływ na koszt energii elektrycznej, gdyż udział kosztów surowców uranowych w koszcie wytwarzanej w elektrowni jądrowej energii elektrycznej jest bardzo mały (4...5% [7]).

W 1994 roku rozpoczęto realizację rosyjsko-amerykańskiego programu „Megatony na megawaty”. W ramach programu następuje zredukowanie liczby wojskowych głowic jądrowych, a odzyskiwany w ten sposób wysokowzbożony uran jest przetwarzany na paliwo reaktorowe. Do 2002 r. przetworzono 7 tys. głowic jądrowych z 20 tys. przeznaczonych do likwidacji do 2013 r. [6]. Część uzyskiwanego w Rosji uranu wykupywana jest przez USA i inne firmy zachodnie. Przewiduje się, że w najbliższych latach uran z głowic jądrowych będzie pokrywać dużą część światowego zapotrzebowania na uranowe paliwo reaktorowe.

Tabela 1

Produkcja uranu wg krajów, tys. t [6]

Kraj	1998	2002
Kanada	10 924	11 604
Australia	4 885	6 888
Rosja	2 000	2 900
Kazachstan	1 074	2 800
Namibia	2 762	2 333
Uzbekistan	2 000	1 860
USA	1 872	919
Afryka Płd.	962	824
Ukraina	500	800
Chiny	500	730
Czechy	610	465
Brazylia	0	270
RAZEM	33 728	36 097

Wytwarza się coraz więcej paliwa MOX wykorzystując pluton uzyskany z przerobu paliwa wypalonego. Wiele reaktorów LWR zdobyło już licencje na wykorzystywanie paliwa MOX, zwykle w ilości 20–50% zawartości rdzenia. Zgodnie z porozumieniem zawartym między Rosją a USA w 1998 roku każda ze stron przeznaczyła po 50 ton plutonu z zapasów wojskowych na wytworzenie paliwa MOX. Specjalne zakłady do przetworzenia tego plutonu w paliwo MOX są budowane i w USA, i w Rosji.

Wysokoaktywne odpady promieniotwórcze

Zasadniczym źródłem wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych jest wypalane w reaktorze paliwo jądrowe. Docelowo odpady te zostaną pogrzebane w składowiskach stałych zlokalizowanych kilkaset metrów pod ziemią w głębokich pokładach geologicznych. Od wielu lat poszukuje się odpowiednich lokalizacji. Po znalezieniu lokalizacji musi być przeprowadzonych szereg badań „in situ” w celu oceny jej przydatności. Prace takie prowadzone są w wielu krajach (m.in. Belgii, Finlandii, Francji, Hiszpanii, USA).

Przewiduje się, że w latach 2010–2040 w kilkunastu krajach rozpocznie się eksploatacja ostatecznych składowisk wysokoaktywnych odpadów. Koszt budowy takich głębokich składowisk jest bardzo wysoki i będzie pokryty z funduszy gromadzonych od lat z odpisów od sprzedawanej energii elektrycznej (np. w USA użytkownicy energii dopłacają 0,1 cUSD do każdej kWh na konto tego funduszu). Obecnie wypalone paliwo może być czasowo składowane w zintegrowanej postaci przy elektrowniach (lub poza nimi) w basenach wodnych lub suchych kontenerach chłodzonych powietrzem. Innym rozwiązaniem jest poddanie paliwa wypalonego procesowi przerobu chemicznego w celu odzyskania niewypalonego uranu i plutonu oraz zmniejszenia objętości odpadów. Wtedy odpady w postaci ciekłej są magazynowane na terenie zakładów przerobu paliwa w specjalnych niekorodujących zbiornikach nawet kilkadziesiąt lat. Od dawna opanowane są technologie ich zateżania, zestalania (poprzez zeszkliwienie) i zamykania w metalowych gilzach w celu umieszczenia głęboko pod ziemią w sztolniach ostatecznego składowiska. Poszukiwania lokalizacji na ostateczne składowiska oraz ich badania prowadzone są niezbyt intensywnie, gdyż odpady czy to w zintegrowanej postaci wypalonych kaset paliwowych, czy w ciekłej postaci pozostałości po chemicznym przerobie, mogą jeszcze kilkadziesiąt lat przebywać w tymczasowych składowiskach. Czym dłużej będą tam pozostawać, tym łatwiejszy i tańszy będzie proces ich pakowania, przewożenia i lokowania w ostatecznych składowiskach, gdyż intensywność ich promieniowania z czasem maleje.

Zagadnienia ekonomiczne

Podstawowym zagadnieniem ekonomicznym energetyki jądrowej jest jej konkurencyjność wobec innych metod wytwarzania energii elektrycznej, przede wszystkim wo-

bec elektrowni opalanych węglem kamiennym i gazem. Zagadnienia te od dawna są przedmiotem sporów. Nie można dzisiaj generalnie stwierdzić, w jakich elektrowniach energia elektryczna produkowana jest taniej. Zależy to od lokalnych warunków, relacji ekonomicznych panujących w danym kraju. W krajach Dalekiego Wschodu w elektrowniach jądrowych energia wytwarzana jest taniej. W Europie Zachodniej (z wyjątkiem niektórych krajów) wytwarzana jest drożej, przynajmniej jeśli chodzi o nowe, niezamortyzowane jeszcze elektrownie jądrowe.

Sprawa konkurencyjności ekonomicznej ma szczególnie duże znaczenie przy opracowywaniu prognoz rozwoju elektroenergetyki, zwykle na długie dziesięciolecia. W obliczeniach porównawczych wysokość kosztów produkcji energii elektrycznej w różnego typu elektrowniach (węglowych, gazowych, jądrowych) może decydować o wyborze scenariuszy rozwoju. Porównanie kosztów produkcji energii rozciąga się na okres co najmniej 30-letni (dla aktualnie budowanych elektrowni jądrowych przewiduje się 60-letni okres eksploatacji). Obliczenia prowadzi się stosując powszechnie dzisiaj używaną, standardową metodykę ujednoliconych kosztów opartych na „zdyskontowanym przepływie kapitału” (*discounted cash flow*). Wymaga ona przyjęcia założeń odnośnie do:

- wielkości stopy dyskonta,
- tendencji do zmian kosztów paliwa w ciągu całego porównywanego okresu,
- przewidywanych zmian przepisów prawnych czy innych okoliczności wpływających na poziom kosztów.

W różnych krajach przyjmuje się różne wartości stopy dyskonta (zwykle w granicach 5...10%) zależnie od aktualnych warunków ekonomicznych i finansowych, jak również od polityki energetycznej i inwestycyjnej kraju. Niska stopa dyskonta faworyzuje warianty kapitałochłonne o niskim udziale kosztów paliwa w koszcie produkowanej energii elektrycznej, wysoka — technologie o mniejszym udziale kapitału, a wyższym kosztów paliwa. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania w elektrowniach: jądrowej, węglowej i gazowej różni się zasadniczo. Udział kosztów inwestycyjnych w całkowitych kosztach wytwarzanej energii wynosi dla elektrowni jądrowej 60...70%, węglowej 40...50%, a gazowej 20...30% [8]. Tak więc wartość przyjętej do obliczeń porównawczych stopy dyskonta może mieć decydujące znaczenie na wybór wariantu. Wybór wartości stopy dyskonta przez zespoły prowadzące porównania opierają się często na subiektywnych odczuciach autorów bez głębszego uzasadnienia ekonomicznego. Stąd różne zespoły dochodzą często do wręcz przeciwstawnych wniosków.

Gaz stał się dzisiaj głównym konkurentem paliwa jądrowego nawet na dalszą perspektywę. Koszty gazu w elektrowni gazowej lub gazowo-parowej stanowią główny składnik (60...70%) kosztów produkowanej energii. Koszty paliwa jądrowego są stosunkowo niewielkie — ok. 20% z tym, że koszt samego surowca uranowego zawartego w paliwie w postaci tzw. koncentratu uranowego stanowi jedynie 4...5% kosztów wytwarzanej energii [7]. Stąd bardzo mała wrażliwość kosztów wytwarzanej energii na ewentualnie silny nawet wzrost kosztów uranu. Ceny gazu stale rosną, a z uwagi na ich duży udział w całkowitych kosztach ener-

gii koszty te są niezwykle wrażliwe na zmiany cen gazu. Nikt dzisiaj nie jest w stanie przewidzieć, jak będą rosły ceny gazu w najbliższych dziesięcioleciach. Stąd mała wiarygodność tych prognoz.

Dosyć łatwo jest przewidzieć kierunek zmian innych warunków mających wpływ na koszty. Zaostrzenie przepisów odnośnie do bezpieczeństwa pracy elektrowni jądrowej jak i do przechowywania odpadów promieniotwórczych będzie prowadzić do zwiększenia kosztów wytwarzania w elektrowni jądrowej. Konsekwentna realizacja zobowiązań międzynarodowych odnośnie do ograniczania emisji CO₂ jak i konieczność uwzględniania w porównaniach ekonomicznych kosztów zewnętrznych będzie sprzyjać opcji jądrowej. Biorąc to wszystko pod uwagę można stwierdzić, że porównania ekonomiczne różnych opcji dla dłuższej perspektywy czasowej obdarzone są tak wysokim stopniem niepewności, że nie mogą być one traktowane jako główne kryterium wyboru wariantu scenariusza rozwoju energetyki. Głównym czynnikiem małej wiarygodności tych porównań jest niepewność zmian cen gazu w tak długim okresie (minimum 30 lat). Założony w obliczeniach poziom cen gazu nie może być podstawą do podejmowania strategicznych decyzji wyboru określonej technologii wytwarzania energii elektrycznej na daleką perspektywę. Przy wyborze wariantu rosnąć musi rola innych czynników, jak: bezpieczeństwo energetyczne kraju, dywersyfikacja źródeł zasilania w energię, dostępność paliw, ochrona środowiska itp.

Prognozy dalszego rozwoju energetyki jądrowej

W roku 2002 Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA) z siedzibą w Wiedniu oraz Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) afiliowana przy OECD ogłosiły uaktualnione prognozy rozwoju energetyki jądrowej do roku 2020 [3] oraz 2030 [4].

Tabela 2 przedstawia w uproszczonej formie prognozę opracowaną przez IAEA [3].

Tabela 2
Długoterminowa prognoza rozwoju produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, TWh [3]

Grupa krajów	2001	2010 prognoza niska/ /wysoka	2015 prognoza niska/ /wysoka	2020 prognoza niska/ /wysoka
Ameryka Północna	841,2	854/883	819/895	787/916
Ameryka Południowa	29,0	29/43	42/65	43/78
Europa Zachodnia	871,2	810/868	756/905	605/1013
Europa Wschodnia	284,7	319/347	346/402	350/447
Afryka	13,3	13/14	14/27	14/30
Środkowy Wschód i Azja Połudn.	19,3	41/47	43/70	42/92
Płd.-Wsch. Azja i Kraje Pacyfiku				0/13
Daleki Wschód	484,8	671/730	754/920	748/1114
R A Z E M	2543,6	2738/2932	2774/3284	2588/3703

Prognoza IAEA opracowana jest w dwóch wariantach: niskim i wysokim.

Scenariusz „niski” zakłada niebudowanie nowych bloków jądrowych poza tymi znajdującymi się aktualnie

LITERATURA

w budowie lub zatwierdzonymi do budowy oraz demontaż bloków najstarszych kończących przewidywany okres eksploatacji. Przewiduje on 9-procentowy wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w roku 2015 (w stosunku do roku 2001) i następnie jej zmniejszenie w roku 2020 do poziomu o 2% wyższego od produkcji w roku 2001. Zmiany te wywołane są znacznym zwiększeniem produkcji w krajach Dalekiego Wschodu oraz w mniejszym zakresie w krajach Europy Wschodniej. Towarzyszy temu zmniejszenie produkcji w Europie Zachodniej i w nieco mniejszym stopniu, w Ameryce Płn.

Scenariusz „wysoki” przewiduje stały wzrost produkcji w energetyce jądrowej osiągając w 2020 roku poziom wyższy o 46% niż w 2001 r. Wzrost ten zachodzi we wszystkich regionach, ale bardzo silnie na Dalekim Wschodzie, znacznie słabiej w Europie Zachodniej i Ameryce Płn. Nawet przy scenariuszu „wysokim” udział energetyki jądrowej w całkowitej produkcji energii elektrycznej w świecie spada z 16,2% w roku 2001 do 14% w 2020 r.

IEA rozciągnęło po raz pierwszy swoją prognozę do roku 2030. Oparto ją na oficjalnych informacjach zebranych od placówek rządowych odpowiedzialnych za rozwój energetyki. Prognoza zbliżona jest do „niskiego” scenariusza IAEA. Scenariusz IEA przewiduje produkcję 2889 TWh w 2010 r. (nieco wyżej niż IAEA) i zmniejszanie się produkcji do 2758 TWh w 2020 r. (wyżej niż IAEA) i do 2697 TWh w 2030 r. Podobnie jak w „niskim” scenariuszu IAEA zmniejszanie produkcji w Europie Zachodniej i Ameryce Płn. kompensowane jest w dużym stopniu przez wzrost produkcji w krajach Azji [4].

- [1] Nuclear Technology Review — 2003 update. IAEA, Vienna, 2003
- [2] Country Nuclear Power Profile — 2002 Edition. International Atomic Energy Agency. Vienna, 2003
- [3] Reference Data Series. International Atomic Energy Agency. No. 1, IAEA, Vienna, July 2002
- [4] World Energy Outlook 2002. International Energy Agency. OECD, Paris, 2002
- [5] Celiński Z.: Energetyka jądrowa. PWN, Warszawa 1991
- [6] Stan i tendencje rozwojowe energetyki jądrowej na świecie w latach 2001—2003. Państwowa Agencja Atomistyki, Warszawa, listopad 2003
- [7] Celiński Z.: Paliwa jądrowe. *Archiwum Energetyki* 1992, nr 2
- [8] Laudyn D.: Koszty produkcji energii elektrycznej w nowych elektrowniach podstawowych w Polsce w roku 2010. Seminarium „Energetyka jądrowa dla Polski”. Warszawa, 25—26 marca 1999
- [9] Celiński Z.: Nowa generacja elektrowni jądrowych. *Energetyka* 1997, nr 1
- [10] Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants. NEA/OECD, Paris, 1998
- [11] Stan i tendencje rozwojowe energetyki jądrowej na świecie w latach 1999—2000. Państwowa Agencja Atomistyki, Warszawa, listopad 2001
- [12] Guindon S.: Status of Work Under Generation IV International Forum (GIF). International Conference on Innovative Technologies for Nuclear Fuel Cycles and Nuclear Power. Vienna, 23—26 June 2003. Proceedings, IAEA, Vienna
- [13] Mourougov V. M., Kupitz J.: Background and Structure of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO). International Conference on Innovative Technologies for Nuclear Fuel Cycles and Nuclear Power. Vienna, 23—26 June 2003. Proceedings, IAEA, Vienna
- [14] Celiński Z.: Energetyka jądrowa a społeczeństwo. PWN, Warszawa 1992
- [15] Reference Data Series. International Atomic Energy Agency. No. 1, IAEA, Vienna, July 2003