

e-ISSN 2353-9062
ISSN 0867-4752

4 (130) 2023

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA



PAŃSTWOWA
AGENCJA
ATOMISTYKI

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” znajduje się w wykazie czasopism naukowych Ministerstwa Edukacji i Nauki. Kwartalnik wydawany przez PAA otrzymał 40 pkt. w następujących dyscyplinach naukowych:

- nauki o bezpieczeństwie,
- nauki fizyczne,
- nauki chemiczne,
- nauki prawne,
- nauki medyczne.

Wydawca: **Państwowa Agencja Atomistyki**
ul. Nowy Świat 6/12, 00-400 Warszawa

Redakcja: **Elżbieta ZALEWSKA**
Jarosław CHILMON
ul. Nowy Świat 6/12, 00-400 Warszawa
TEL. 22 628 94 39
FAX 22 621 37 86
E-MAIL biuletyn@paa.gov.pl
www. gov.pl/web/paa

Rada Programowa

prof. dr hab. **Janusz JANECEK** – przewodniczący Rady
prof. dr hab. inż. **Andrzej CHMIELEWSKI** – członek Rady
prof. dr hab. n. med. **Marek K. JANIĄK** – członek Rady
prof. dr hab. n. med. **Eugeniusz DZIUK** – członek Rady
prof. dr hab. n. med. **Leszek KRÓLICKI** – członek Rady
dr hab. **Agnieszka KORGUL** – członek Rady
dr **Tomasz NOWACKI** – członek Rady

Maciej JURKOWSKI, Redaktor naczelny

Marek WOŹNIAK, Redaktor techniczny

e-ISSN 2353-9062
ISSN 0867-4752

Druk: Centrum Poligrafii Sp. z o.o.

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA

BIULETYN INFORMACYJNY PAŃSTWOWEJ AGENCJI ATOMISTYKI

Nr 4 (130) 2023
Warszawa

Spis treści

Jacek Nowicki

Energetyczny blok jądrowy Westinghouse AP1000 – geneza, konstrukcja, cechy bezpieczeństwa i zastosowania. 7

Krzysztof Isajenko, Barbara Piotrowska, Olga Stawarz, Koleta Kurek

Stacje ASS-500 jako główny element sieci monitoringu radiologicznego powietrza w Polsce 49

Iga Zuba, Michał Zuba

Analiza zachowania radioizotopów rutenu podczas normalnej eksploatacji obiektów jądrowych oraz w sytuacji awarii jądrowej 57

European Research Reactor Conference 2024 64

International Meeting on Radiation Processing IMRP 2024 65

Co młodzi ludzie wiedzą o energetyce jądrowej? 66

Szanowni Państwo

Właśnie mija tylko nieco ponad rok od podjęcia przez Rząd RP jednej ze strategicznych decyzji, które warunkują faktyczne rozpoczęcie realizacji zaktualizowanego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) – przyjętego przez Rząd RP 2 października 2020 r.¹, mianowicie – **wyboru technologii** dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.

Po rozpatrzeniu jesienią 2022 r. ofert: amerykańskiej na bloki Westinghouse AP1000, francuskiej na bloki EDF EPR oraz południowo-koreańskiej na bloki APR-1400 i po rozmowach przeprowadzonych przez polską delegację rządową w Waszyngtonie w październiku 2022 r. w sprawie możliwego zaangażowania instytucji rządowych Stanów Zjednoczonych w realizację PPEJ Rząd RP potwierdził **strategiczne partnerstwo z USA przy budowie pierwszej elektrowni jądrowej** w podjętej 2 listopada **uchwale Rady Ministrów nr 215/2022 w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Polsce**. Stwierdza ona, że pierwsza w Polsce elektrownia jądrowa o mocy elektrycznej do 3750 MWe zostanie zbudowana z wykorzystaniem **amerykańskiej technologii reaktorów AP1000** we wskazanej, preferowanej lokalizacji w północnej Polsce. Pierwszy blok powstanie do 2033 r. Realizatorem projektu będzie Spółka Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ), a dostawcą technologii firma Westinghouse Electric Company (WEC). Państwowy nadzór i kontrolę w zakresie bezpieczeństwa jądrowego nad tą inwestycją (dozór jądrowy) będzie sprawował Prezes Państwowej Agencji Atomistyki (PAA).

W minionym roku Prezes PAA podjął szereg inicjatyw zmierzających do wzmocnienia dozoru jądrowego, przede wszystkim poprzez **nabory nowych pracowników** (stan kadrowy PAA ma wzrosnąć o 70 nowych pracowników do roku 2026) oraz **szkolenia i staże** analityków i inspektorów dozoru jądrowego PAA w **zagranicznych urządzeniach regulacyjnych** w zakresie dozoru nad elektrowniami jądrowymi.

Prezes PAA kontynuował także podjętą w 2022 r. inicjatywę **autoryzacji wyspecjalizowanych organizacji eksperckich** potwierdzającej wysoką jakość świadczonych przez nie prac na rzecz bezpieczeństwa jądrowego. Porozumienia zawarte z tymi jednostkami otwierają możliwość świadczenia przez nie usług zewnętrznego wsparcia² dla PAA w zakresie zadań dozоровych związanych z lokalizacją, projektowaniem i budową elektrowni jądrowej. Do końca roku 2023 autoryzację uzyskało i podpisało odpowiednie porozumienia z PAA 10 takich instytucji (8 krajowych na okres 5 lat i 2 zagraniczne na okres 10 lat). Pierwszych pięć³ w 2022, pozostałe w 2023 r.⁴. Zacieśniono także współpracę z instytucjami wykonującymi zadania istotne dla bezpieczeństwa, zawierając odpowiednie porozumienia z Urzędem Dozoru Technicznego (wrzesień 2022) oraz Akademią Sztuki Wojennej (luty 2023 r.).

Innym ważnym kierunkiem działań proaktywnych (wyprzedzających) Prezesa PAA w minionym roku było również konsekwentne **pogłębianie i konkretyzowanie zagranicznej współpracy dozоровej**, przede wszystkim z organizacjami dozоровymi **państw pochodzenia technologii** elektrowni jądrowych, które mają być budowane w Polsce. Warto w tym miejscu przypomnieć, że z inicjatywy konsorcjum polskich prywatnych firm ZEPAK (Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin) i PGE (Polska Grupa Energetyczna), zawarto w końcu października 2022 r. przy udziale odpowiednich ministrów Polski i Korei Południowej (którzy podpisali list intencyjny)⁵ porozumienie w sprawie opracowanie planu budowy elektrowni jądrowej w centralnej Polsce, w Pątnowie na bazie technologii **koreańskich bloków APR-1400** (opisanej szczegółowo w Biuletynie bj i or nr 1(127)2023). Już w połowie grudnia 2022 r. podczas wizyty w Warszawie szefa **koreańskiego dozoru jądrowego** uzgodniono rozwijanie współpracy pomiędzy PAA, a Koreańskim Instytutem Bezpieczeństwa Jądrowego KINS w zakresie kontroli procesu budowy koreańskich reaktorów w Polsce oraz szkoleń i staży polskich inspektorów w KINS. W styczniu 2023 odwiedził PAA zastępca szefa amerykańskiej Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Jądrowego NNSA (*National Nuclear Security Administration*), a w połowie marca w Waszyngtonie doszło do oficjalnego spotkania p.o. Prezesa PAA z szefem **amerykańskiego dozoru jądrowego US NRC**⁶.



¹ PPEJ zakłada wybudowanie w Polsce „dwóch elektrowni jądrowych o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej od ok. 6 GW do ok. 9 GW w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, ciśnieniowe-wodne reaktory jądrowe generacji III(+).”

² Wykonywania zadań tzw. organizacji wsparcia technicznego – TSO (ang. *Technical Support Organization*) dla PAA w procesie licencjonowania i nadzoru nad budową elektrowni jądrowych.

³ W sierpniu 2022 r. Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej (CLOR), Instytut Chemii i Techniki Jądrowej (ICHTJ), Instytut Meteorologii i gospodarki Wodnej (IMGW), Wydział Geologii UW oraz Instytut Budownictwa Wodnego PAN.

⁴ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy – PIG-PIB (31.01), Narodowe Centrum Badań Jądrowych – NCBJ (30.06), Instytut Fizyki Jądrowej PAN (03.07), *Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire* – IRSN (11.07), NUMARK Associates, Inc. (06.12).

⁵ Minister Aktywów Państwowych i Minister Handlu, Przemysłu i Energii.

⁶ Komisja dozoru jądrowego Stanów Zjednoczonych – *US Nuclear Regulatory Commission*.

Warto także pamiętać o ogłoszonych w 2022 r. planach budowy w Polsce małych reaktorów modułowych SMR (*Small Modular Reactor*): **reaktora BWRX-300** przez utworzoną specjalnie w tym celu spółkę *joint venture* **Orlen Synthos Green Energy** (OSGE) i **reaktora NuScale** przez **KGHM Polska Miedź**. W tej sytuacji zasadne było rozszerzenie współpracy dozorowej z państwami, w których prowadzone są dozorowe przeglądy projektów elektrowni wykorzystujących technologie SMR. Już w końcu listopada 2022 r. Prezes Państwowej Agencji Atomistyki i Główny Inspektor ds. Jądrowych Wielkiej Brytanii podpisali porozumienie o wymianie informacji i współpracy pomiędzy PAA i brytyjskim ONR⁷ rozszerzające pola współpracy wymienione w deklaracji z 2014 r. o nowe technologie.

W lutym 2023 r. podobne porozumienie, rozszerzające zakres współpracy dozorowej o problematykę SMR podpisane zostało z Kanadyjską Komisją Bezpieczeństwa Jądrowego CNSC. Na spotkaniu w połowie czerwca 2023 r. uzgodniono szczegółowe warunki jego realizacji, oraz powołano wspólny polsko-kanadyjski komitet koordynacyjny (współpracy tej poświęcona była informacja w Biuletynie bj i or nr 3(129)2023).

Zarówno uchwała rządowa nr 215/2022 dotycząca wyboru amerykańskiej technologii AP1000 dla pierwszej elektrowni jądrowej, jak i decyzje oraz zawarte porozumienia międzynarodowe spółek prywatnych dotyczące wyboru koreańskiej technologii APR1400 dla elektrowni w Pątnowie, oraz technologii BWRX-300 dla OSGE i NuScale dla KGHM skutkowały sekwencją działań i kolejnych decyzji przybliżających realizację tych projektów. Niektóre z nich, takie jak wnioski o wydanie przez Prezesa PAA tzw. **ogólnej opinii** dotyczącej planowanych rozwiązań organizacyjno-technicznych albo projektów dokumentów, które będą składane wraz z wnioskiem o wydanie zezwoleń na budowę, wymagają przeprowadzania czasochłonnych analiz i ocen technicznych oraz prawnych dozoru jądrowego PAA. W wyniku takich reaktywnych (wymuszonych złożonymi wnioskami) działań dozorowych w maju 2023 r. Prezesa PAA wydał taką ogólną opinię w odniesieniu do technologii BWRX-300, a w czerwcu – dla AP1000.

Inne ważne kamienie milowe dotyczące projektu AP1000 to kolejne decyzje i umowy realizacyjne:

- o zasadach współpracy spółek PEJ i WEC (15.12.2022),
- pomostowa (tzw. *bridge contract*) umożliwiająca rozpoczęcie pierwszych prac inżynierskich, zanim dojdzie do zakończenia procesu uzgadniania umowy wykonawczej (22.02.2023),
- na zaprojektowanie i budowę EJ przez konsorcjum Westinghouse-Bethel (25.05),
- uchwały Rady Ministrów w **sprawie finansowania budowy EJ** i przyznania 4,7 mld zł na infrastrukturę drogową (maj-czerwiec),
- **decyzja zasadnicza** Ministra Klimatu i Środowiska o **zgodności z interesem społecznym i polityką energetyczną państwa** budowy i eksploatacji 3 bloków AP1000 w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino w gminie Choczewo (11.07),
- **decyzja środowiskowa** GDOŚ⁸ – po uzgodnieniach transgranicznych z 14 państwami (19.09),
- **umowa na opracowanie projektu** (tzw. *Engineering Services Contract*) z konsorcjum Westinghouse-Bethel (27.09),
- **decyzja lokalizacyjna** wojewody pomorskiego przyznająca teren pod budowę i eksploatację elektrowni jądrowej z 3 blokami AP1000 w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino w gminie Choczewo (26.10).

Projekt elektrowni APR1400 w środkowej Polsce był w 2023 roku na etapie tzw. studium wykonalności (*feasibility study*), niemniej uzyskał już **decyzję zasadniczą** Ministra Klimatu i Środowiska o **zgodności** budowy i eksploatacji 2 bloków APR1400 w lokalizacji Konin-Pątnów w gminie Konin z **intereselem społecznym i polityką energetyczną państwa** (24.11).

Stan zaawansowania programu jądrowego i poziom przygotowania dozoru jądrowego w Polsce był dominującym tematem rozmów Prezesa PAA z szefami zagranicznych dozorów jądrowych, zarówno w czasie wizyt dwustronnych, jak i przy okazji międzynarodowych spotkań gremiów dozorowych. Poza wcześniej wymienionymi do takich należały: **spotkania z szefami dozorów** USA, Korei Południowej, Kanady, Szwecji i Ukrainy podczas 8. i 9. spotkania przeglądowego konwencji bezpieczeństwa jądrowego CNS⁹ w MAEA w Wiedniu (20–31 marca) i sierpniowa wizyta w Warszawie szefowej kanadyjskiego dozoru CNSC, oraz prezentacje i wypowiedzi na spotkaniach: forum współpracy dozorowej RCF¹⁰ w MAEA (7.07), europejskiej grupy wysokiego szczebla dozoru bezpieczeństwa jądrowego Komisji i Parlamentu Europejskiego ENSREG¹¹ (24.04 i 20.11), komitetu NEA-OECD¹² do spraw działalności dozorów jądrowych CNRA¹³ (8–9 czerwca i 7–8 grudnia), czy Zachodnioeuropejskiego Stowarzyszenia Regulatorów Jądrowych WENRA¹⁴ (7 kwietnia i 13–15 listopada).

Poziom przygotowania PAA do sprostania wyzwaniom związanym z wprowadzeniem energetyki jądrowej w Polsce zweryfikował w toku Zintegrowanego Przeglądu Dozoru Jądrowego IRRS¹⁵, dokonanego na zaproszenie Rządu RP w PAA w dniach 4–15 września, zespół złożony z 15 wysokiego szczebla ekspertów dozoru jądrowego z 14 krajów oraz 4 z MAEA i jednego z Komisji Europejskiej (fot. 1). W ciągu 12 dni misji w Polsce badali oni zgodność krajowych ram prawnych, organizacyjnych oraz systemu i procedur funkcjonowania dozoru z wymaganiami międzynarodowych standardów bezpieczeństwa jądrowego i radia-

⁷ Office for Nuclear Safety.

⁸ Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska.

⁹ Convention for Nuclear Safety.

¹⁰ Regulatory Cooperation Forum IAEA.

¹¹ European Nuclear Safety Regulators Group.

¹² Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development – Agencja Energii Jądrowej Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju.

¹³ Committee on Nuclear Regulatory Activities.

¹⁴ Western European Nuclear Regulators Association.

¹⁵ Integrated Regulatory Review Service.

cyjnego MAEA. W generalnej konkluzji ogłoszonej na zakończenie tej misji IRRS w Polsce stwierdzono, że „**polski system dozoru jądrowego** („*Poland's nuclear regulatory framework*”) **jest zgodny z normami bezpieczeństwa MAEA, a organy dozoru są kompetentne i przygotowane na wdrażanie krajowego programu energetyki jądrowej**, lecz rząd musi podjąć zdecydowane działania, aby zapewnić odpowiednie zasoby i niezależność organu regulacyjnego”.

Miniony rok 2023 przyniósł jeszcze jedno wydarzenie, potwierdzające, iż międzynarodowe gremia dozоровe odnotowały opisane wyżej fakty za wystarczające by uznać, że polski program jądrowy zaczął być realnie wdrażany. Na ostatnim spotkaniu plenarnym WENRA w Paryżu (14–15 listopada) PAA, uczestniczącą w spotkaniach WENRA od 2008 r., jednak jedynie ze statusem obserwatora, uznano za **pełnoprawnego członka Stowarzyszenia**, jako organizację dozoru jądrowego („regulatora jądrowego”) w kraju, który **już przystąpił do realizacji programu energetyki jądrowej** (fot. 2).



Fot. 1. Prezes PAA Andrzej Głowacki podczas otwarcia misji IRRS w Polsce.



Fot. 2. Prezes PAA Andrzej Głowacki (7. od lewej) w grupie europejskich regulatorów jądrowych na spotkaniu w Paryżu, gdzie polskiemu regulatorowi jądrowemu (PAA) przyznano status pełnoprawnego członka WENRA.

Bieżący numer Biuletynu jest w przeważającej części poświęcony opisowi technologii AP1000 Westinghouse. **Jacek Nowicki** w obszernym artykule, bogato ilustrowanym fotografiami i rysunkami przedstawiającymi obiekty, ich systemy i elementy układów technologicznych reaktorów, opisuje szczegółowo nie tylko rozwiązania konstrukcyjne i systemy bezpieczeństwa, ale także genezę tej technologii, sięgającą lat 40. ubiegłego wieku i jej rozwój do czasów współczesnych. Artykuł zawiera bogaty zestaw danych na temat historii jej zastosowań nie tylko w Stanach Zjednoczonych, ale w wielu krajach świata. Autor podaje ciekawe informacje dotyczące historii transferu tej technologii do Europy i na Daleki Wschód.

W drugim artykule **Krzysztof Isajenko, Barbara Piotrowska, Olga Stawarz i Koleta Kurek** opisują zaprojektowane, wyprodukowane w Polsce przez Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej i opatentowane wysokoczułe stacje monitoringu skażeń powietrza ASS-500, ich sposób działania i wykorzystania w krajowej sieci radiologicznego monitoringu powietrza w Polsce, jak również – w 40 lokalizacjach w różnych innych krajach świata. Działający od 30 lat system tych stacji w Polsce umożliwił zgromadzenie ogromnej ilości danych pomiarowych, które mogą stanowić podstawę znajomości radiologicznego tła dla powietrza przed uruchomieniem elektrowni jądrowej w Polsce. W CLOR skonstruowano i zbudowano także stację mobilną MASS-1000 do poboru aerozoli, stację do poboru jodu w postaci gazowej i stację do poboru gazów szlachetnych. Stacje te obok stacji NASS-500 mogą z powodzeniem być wykorzystane do pomiarów skażeń wokół przyszłych polskich elektrowni jądrowych. W artykule podano przykłady wykrycia i zidentyfikowania przez stacje ASS-500 śladowych skażeń powietrza, których źródłem były incydenty w obiektach oddalonych setki, a nawet tysiące kilometrów. Jednym z przykładów było wykrycie na przełomie września i października 2017 r. przez stację ASS-500 w CLOR niewielkich stężeń uwolnionego w okolicach Czelabińska na Uralu rutenu ^{106}Ru .

Analizie zachowania izotopów tego pierwiastka jest poświęcony trzeci z opublikowanych artykułów. **Iga i Michał Zuba** opisują w nim zachowanie się izotopów rutenu w trakcie normalnej pracy elektrowni jądrowej, konsekwencje obecności rutenu w wysokoaktywnych ciekłych odpadach promieniotwórczych dla procesów ich zeszkliwania oraz przytaczają przykłady jego znaczniejszych awaryjnych uwolnień do środowiska.

Na końcu bieżącego numeru zamieszczono 2 komunikaty: informację o Europejskiej Konferencji Reaktorów Badawczych (RRFM), która odbędzie się w dniach 21–25 maja 2024 w Warszawie, oraz zawiadomienie o międzynarodowej konferencji IMRP 2024 poświęconej zastosowaniom promieniowania jonizującego w różnych dziedzinach, która odbędzie się w dniach 4–8 listopada 2024 roku w Kostaryce. Zamieściliśmy także zwięzłą ocenę wyników badania co młodzi ludzie wiedzą o energetyce jądrowej, z ilustracją prezentującą wyniki odpowiedzi na jedno z pytań, które dotyczyło Państwowej Agencji Atomistyki.

Życząc owocnej lektury, składamy Państwu także najlepsze życzenia z okazji zbliżających się Świąt Bożego Narodzenia oraz zdrowia i wszelkiej pomyślności w nowym 2024 roku.

Redaktor Naczelny
Maciej Jurkowski

Energetyczny blok jądrowy Westinghouse AP1000 – geneza, konstrukcja, cechy bezpieczeństwa i zastosowania

Westinghouse AP1000 nuclear power unit – origin, design, safety features and applications

Jacek Nowicki
Państwowa Agencja Atomistyki

Streszczenie: W artykule omówiono historię powstania i konstrukcję energetycznych bloków jądrowych typu AP1000 i ich konstrukcji pochodnych. Opisane są zagadnienia związane z rozwiązaniami bezpieczeństwa pasywnego, charakterystycznymi dla reaktorów PWR generacji III+. Szeroko omówiono również dotychczasowe aplikacje bloków energetycznych AP1000 w Chinach i Stanach Zjednoczonych oraz przyszłościowe projekty w Polsce i Bułgarii.

Słowa kluczowe: AP300, AP600, AP1000, CAP1000, CAP1400, Westinghouse Electric, bezpieczeństwo pasywne, generacja III+ reaktorów energetycznych, reaktory ciśnieniowe wodne (PWR).

Abstract: *The article discusses the history of development and design of AP1000 nuclear power units and their derivative versions. Issues related to passive safety solutions specific to generation III+ PWR reactors are described. Current applications of AP1000 power units in China and the United States, as well as future projects in Poland and Bulgaria are also discussed in detail.*

Keywords: *AP300, AP600, AP1000, CAP1000, CAP1400, Westinghouse Electric, passive safety, generation III+ reactors, PWR reactors.*

motto:

Jeżeli zapotrzebowanie człowieka na energię zostanie pewnego dnia zaspokojone za pomocą energii jądrowej zamiast paliw kopalnych, wzrost zawartości CO₂ w atmosferze z biegiem czasu ustanie. Mijmy nadzieję, że nastąpi to przed pojawieniem się jakichś namacalnych skutków ekologicznych czy klimatycznych.

„Granice wzrostu” – raport Klubu Rzymskiego z 1972 r.¹

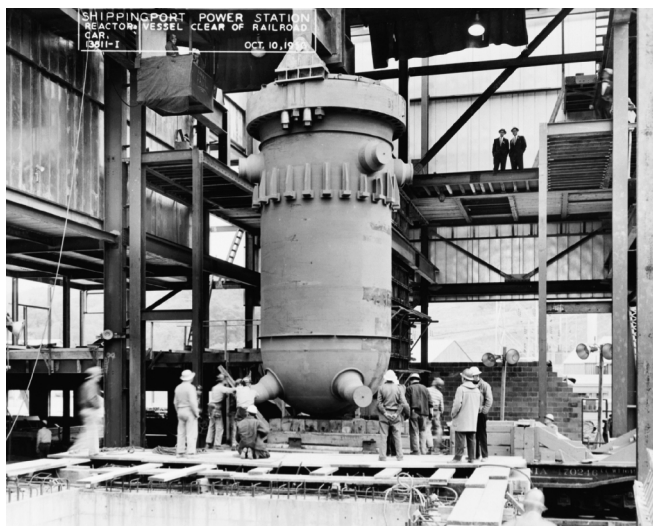
Pomiędzy odkryciem zjawiska rozszczepienia jądra atomowego dokonany przez Otto Hahna i Fritza Strassmanna w berlińskim laboratorium Wydziału Chemii Towarzystwa Postępu Naukowego im. Cesarza Wilhelma w Berlinie, w końcu 1938 r. a wejściem do służby pierwszego okrętu z napędem jądrowym: USS „Nautilus” w 1954 r. minęło zaledwie półtorej dekady. Okres ten nałożył się na mroczne lata II wojny światowej i początki zimnej wojny, nic więc dziwnego, że jedyne zastosowania nowej, przełomowej technologii widziano początkowo w jej wykorzysta-

niu do celów wojskowych: konstruowania bomb o niespotykanej dotąd sile rażenia, a następnie napędów okrętowych dających jednostkom pływającym praktycznie nieograniczony zasięg. Miało się to jednak zmienić już wkrótce. W 1953 r. prezydent Stanów Zjednoczonych Dwight D. Eisenhower wygłosił w Zgromadzeniu Ogólnym Narodów Zjednoczonych słynne przemówienie zatytułowane „Atoms for Peace”, ogłaszając wolę szerokiego rozpowszechnienia technologii nuklearnych w celach pokojowych w świecie odbudowującym się po zniszcze-

¹ Donella H. Meadows, Dennis I. Meadows, Jorgen Randers, William W. Behrens III: *The Limits to Growth – A report for the Club of Rome's on Predicament of Mankind*, Universe Books, New York, 1972. Wydanie polskie: *Granice Wzrostu*, Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1973.

niach wojennych. Energetyka jądrowa stać się miała jednym z filarów tego programu.

Napęd okrętu podwodnego USS „Nautilus” bazował na wykorzystaniu reaktora ciśnieniowego wodnego: PWR (ang. *Pressurized Water Reactor*), zaprojektowanego i zbudowanego przez firmę Westinghouse Electric. Kolejno powstające reaktory przeznaczone były dla coraz większych jednostek pływających: w tym krążowników (USS „Long Beach”), a nawet potężnego lotniskowca USS „Enterprise”. Prototypowy reaktor Westinghouse CVR (fot. 1) powstały dla potrzeb programu jądrowego napędu dla lotniskowców (moc cieplna 390 MW, oczekiwana moc napędu okrętowego 75 000 koni parowych, czyli ok. 56 MW), znalazł cywilne zastosowanie w pierwszej amerykańskiej elektrowni jądrowej Shippingport, w ramach programu „Atoms for peace”, uroczyste przekazanej do eksploatacji przez prezydenta Eisenhowera 26 maja 1958. Doświadczalna elektrownia o mocy 60 MW została zbudowana w rekordowym czasie 32 miesięcy kosztem 72,5 miliona dolarów.



Fot. 1. Montaż zbiornika reaktora Westinghouse Electric typu CVR. Prototypowy reaktor pierwotnie przeznaczony dla morskiego systemu napędowego dla lotniskowców U.S. Navy znalazł zastosowanie w pierwszej amerykańskiej elektrowni jądrowej Shippingport w ramach programu „Atoms for peace” (źródło: domena publiczna).

Photo 1. Final assembly of the Westinghouse Electric type CVR reactor vessel. A prototype reactor originally intended for a marine propulsion system for aircraft carriers of the U.S. Navy found use in the first American nuclear power plant Shippingport, as part of the „Atoms for peace” program (source: public domain).

Reaktory ciśnieniowe wodne (PWR) – wiodąca technologia energetyki jądrowej

Dzieje firmy Westinghouse Electric, mającej swoją siedzibę w Cranberry Township w Pensylwanii, korzeniami sięgają roku 1886, a z jej początkami nierozdzielnie związane są nazwiska George'a Westinghouse'a (1846–1914, fot. 2) – wynalazcy pneumatycznych hamulców kolejowych oraz Nikoli Tesli (1856–1943) – twórcy

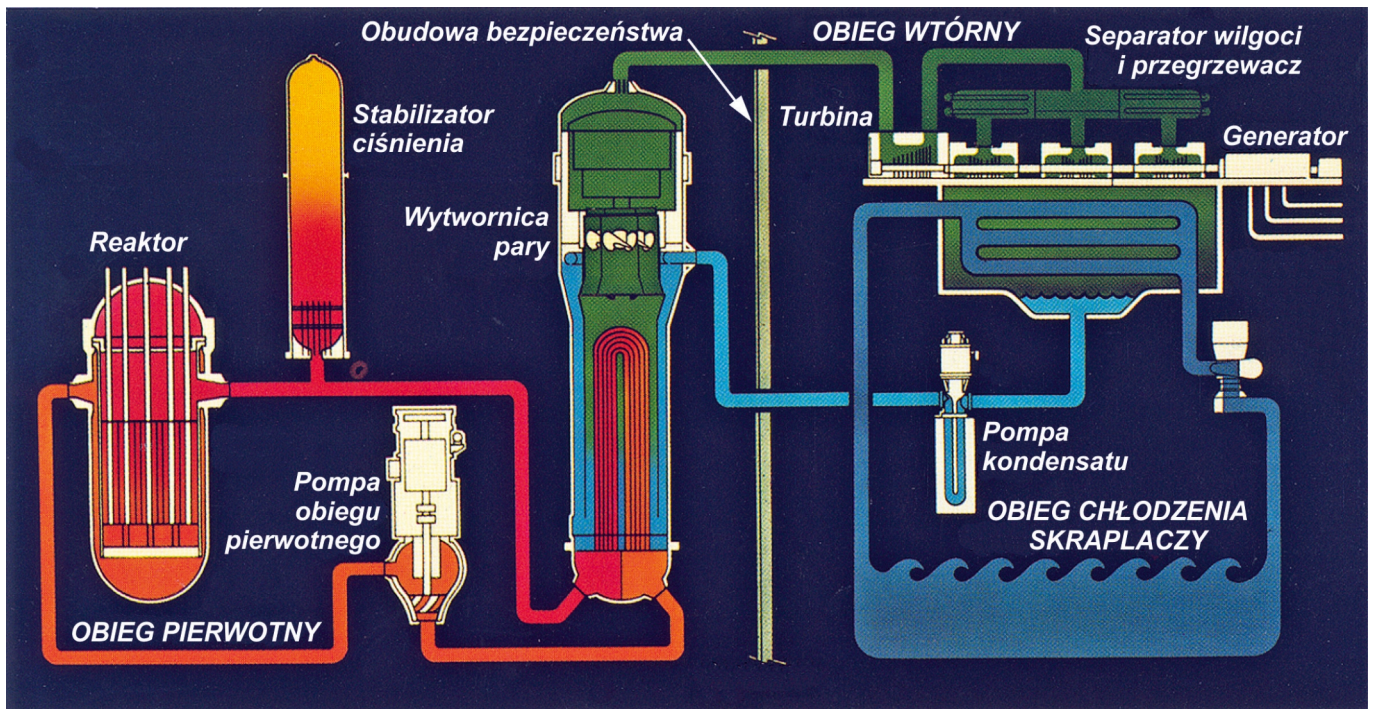


Fot. 2. George Westinghouse Jr. (1846–1914) – amerykański inżynier i przedsiębiorca, założyciel firmy Westinghouse Electric Company (źródło: domena publiczna).

Photo 2. George Westinghouse Jr. (1846–1914) – American engineer and entrepreneur, founder of Westinghouse Electric Company (source: public domain).

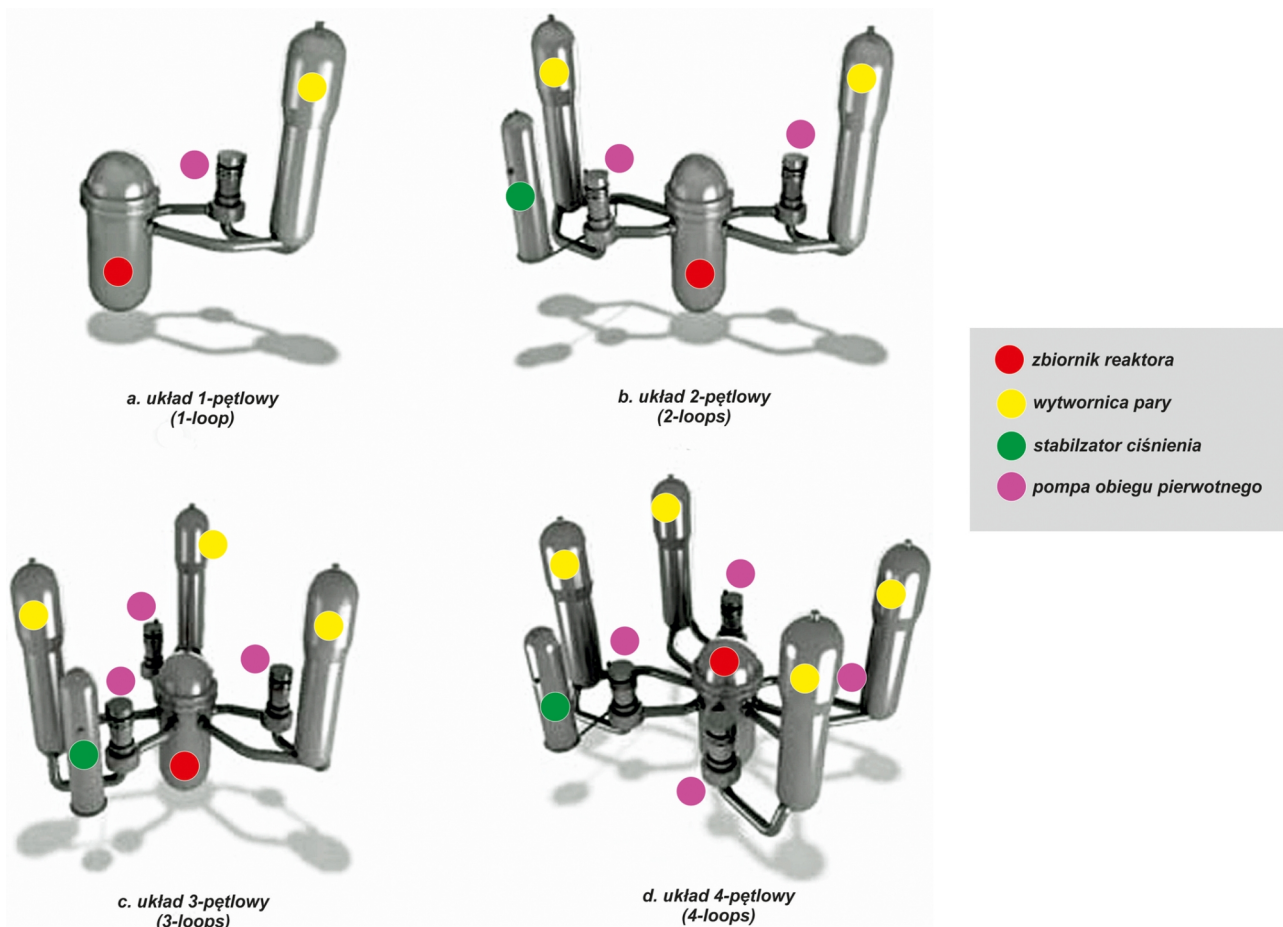
wielofazowych systemów prądu przemiennego. W pierwszej połowie XX wieku koncern Westinghouse Electric stał się wiodącym producentem urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych w USA ostro konkurując z przedsiębiorstwem General Electric, fundament którego stworzyły osiągnięcia innego wynalazcy: Thomasa A. Edisona (1847–1931). W połowie XX wieku obie firmy: Westinghouse i General Electric, wyrosłe na gruncie lawinowego rozwoju elektryfikacji w potężne, wielobranżowe korporacje, włączyły się w nurt opracowania i wdrożenia energetycznych technologii jądrowych, odpowiednio bazujących na reaktorach ciśnieniowych wodnych PWR (Westinghouse) i wrzących BWR (ang. *Boiling Water Reactor* – General Electric).

Promowane przez Westinghouse Electric reaktory energetyczne PWR zdobyły sobie uznanie inwestorów i użytkowników przede wszystkim dzięki zamknięciu radioaktywnej części układu wymiany ciepła w obiegu pierwotnym, pozwalając na realizację części turbinowej z nieradioaktywnym obiegiem wtórnym w sposób jak najbardziej zbliżony do konwencjonalnej elektrowni cieplnej (zob. schemat ideowy na rys. 1). Już w 1961 r. uruchomiono pierwszą amerykańską wielkoskalową elektrownię PWR: Yankee Rowe w stanie Massachusetts o mocy 167 MW (mniejszej niż w większości typów opracowywanych obecnie SMR-ów). Inżynierowie Westinghouse'a zaprojektowali cztery podstawowe konfiguracje obiegu pierwotnego reaktorów energetycznych PWR: z jedną, dwoma, trzema i czterema pętlami chłodzenia



Rys. 1. Schemat ideowy elektrowni z reaktorem ciśnieniowym-wodnym PWR z rozwiązaniami charakterystycznymi dla firmy Westinghouse – np. pionowymi wytwornicami pary (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 1. Schematic diagram of a power plant with a pressurized water reactor (PWR) with solutions typical of Westinghouse – e.g. vertical steam generators (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).



Rys. 2. Cztery typowe konfiguracje układu chłodzenia reaktora wykorzystywane w konstrukcjach PWR Westinghouse'a (rysunek opracowany na podstawie [6]).

Fig. 2. Four typical reactor cooling system configurations used in Westinghouse PWR designs (drawing based on [6]).

(rys. 2). Dawały one dużą elastyczność przy projektowaniu bloków mniejszej lub większej mocy. Konfiguracja czteropętłowa pozwoliła na osiągnięcie mocy 1200 MW przez amerykańskie bloki PWR już w latach siedemdziesiątych. Konstrukcja dwupętłowego reaktora PWR Westinghouse'a stanowiła rozwiązanie referencyjne dla analogicznych konstrukcji dwóch innych firm amerykańskich: Babcock & Wilcox i Combustion Engineering.

W latach sześćdziesiątych, siedemdziesiątych i osiemdziesiątych ubiegłego stulecia technologia cywilnych reaktorów Westinghouse szybko znalazła nabywców eksportowych, stając się dominującą w krajach ówczesnego świata zachodniego. W Europie bloki jądrowe tej firmy zakupiły: Szwajcaria, Belgia, Hiszpania, Szwecja i była Jugosławia, zaś w innych częściach świata: Brazylia, Japonia, Korea Południowa i Republika Chińska (Tajwan). Pełne zestawienie jądrowych bloków energetycznych Westinghouse Electric zbudowanych w USA i u klientów eksportowych zamieszczone jest w tabeli 1. W trzech krajach – będących wówczas bliskimi sojusznikami Stanów Zjednoczonych: Francji, Niemczech Zachodnich i Japonii licencje udzielone przez Westinghouse oraz skuteczny transfer amerykańskiej technologii reaktorowej PWR, zapoczątkowany jeszcze w latach sześćdziesiątych, zainicjował wieloletni rozwój własnych konstrukcji reaktorów energetycznych. We Francji początkiem tej współpracy było założenie francusko-amerykańskiej firmy Framatome (fr. *Franco-Américaine de Constructions Atomiques*) już w 1958 r. To głównie dzięki niej w ramach planu premiera Pierre'a Messmera (1916–2007) powstała w tym kraju flota ok. 60 standardowych bloków energetycznych o wysoce powtarzalnej konstrukcji z reaktorami PWR, co pozwoliło Francji już w latach osiemdziesiątych praktycznie uniezależnić krajową produkcję energii elektrycznej od spalania węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. W Niemczech Zachodnich transfer technologii Westinghouse do firmy Siemens rozpoczął się już w 1961 r. Podobnie jak we Francji udało się tu uzyskać wysoką samodzielność technologiczną i dalszy znakomity rozwój własnych konstrukcji PWR prowadzony w firmie Kraftwerk Union AG, których ukoronowaniem stało się na początku lat 1980 zbudowanie bloków z reaktorami typu Konvoi o mocy jednostkowej przekraczającej 1400 MW. Licencje i transfer licznych technologii energetycznych (nie tylko jądrowych) z Westinghouse do firmy Mitsubishi, również zapoczątkowany w latach 1960, zaowocował powstaniem japońskich konstrukcji dwu-, trój- i czteropętłowych reaktorów ciśnieniowych wodnych, których współczesnym przedstawicielem jest blok typu APWR o mocy 1700 MW.

Obecnie technologia reaktorów PWR wywodząca się z rozwiązań firmy Westinghouse jest podstawą działania ok. 50% eksploatowanych na świecie elektrowni jądrowych, w tym ok. 60% elektrowni w USA (zob. „drzewo genealogiczne” reaktorów PWR konstrukcji Westinghouse'a na rys. 3).

Geneza powstania projektów bloków energetycznych AP600 i AP1000

Współczesne konstrukcje energetycznych bloków jądrowych III generacji stanowią efekt ewolucji technicznej bloków II generacji, które zadecydowały o żywiołowym rozwoju energetyki jądrowej na świecie w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych ubiegłego stulecia. Postęp techniczny spowodował ulepszenie technologii paliwowej, poprawił sprawność cieplną, a przede wszystkim wprowadził ulepszone systemy działania reaktorów w sytuacjach awaryjnych, przede wszystkim związane z pasywnym bezpieczeństwem jądrowym. Istotną cechą konstrukcji generacji III jest również ich standaryzacja i modułowość mogące przyczynić się do skrócenia cyklu budowy i ułatwienia eksploatacji, z czego wynikać mogą istotne oszczędności dla użytkowników bloków jądrowych. Często wykorzystywane oznaczenie generacji III+ (plus) związane jest z dodatkowymi cechami bezpieczeństwa i bardziej ekonomicznymi parametrami eksploatacyjnymi. Nie sposób nie wspomnieć tu o trzech kamieniach milowych – poważnych wypadkach w energetyce jądrowej: Three Mile Island (1979 r.), Czarnobyl (1986 r.) i Fukushima (2011 r.), z których wnioski przełożyły się na współczesny kształt architektury systemów bezpieczeństwa bloków jądrowych.

Szczególnym czynnikiem przy tworzeniu nowych projektów bloków stało się zagadnienie bezpieczeństwa pasywnego. Analizując setki możliwych scenariuszy poważnych awarii, zwrócono uwagę na konieczność takiego skonfigurowania systemów reaktora energetycznego i związanego z nim układu wymiany ciepła, aby stworzyć możliwość bezpiecznego odbioru ciepła powyląściennego z reaktora w sposób jak najbardziej autonomiczny, np. przy częściowej lub całkowitej utracie zasilania elektrycznego z zewnętrznych i miejscowych źródeł zasilania (z wyjątkiem baterii akumulatorów), korzystając ze zgromadzonych wewnątrz obudowy bezpieczeństwa zapasów wody przemieszczanych za pomocą sił grawitacji i gazowych zasobników ciśnienia, zaworów otwieranych mikroładunkami pirotechnicznymi i podobnych rozwiązań technicznych.

W latach dziewięćdziesiątych, które w świecie zachodnim stały się okresem wstrzymania większości inwestycji w energetyce jądrowej na skutek szoku społecznego spowodowanego katastrofą w Czarnobylu, firma Westinghouse Electric przystąpiła do prac nad projektem nowoczesnego reaktora o cechach bezpieczeństwa pasywnego oznaczonego AP600. AP w nazwie to skrót od ang. *Advance Passive reactor*, zaś liczba 600 wynika z projektowej mocy elektrycznej bloku wynoszącej ok. 600 MW (dokładnie 610 MW). Założono wykorzystanie stosunkowo prostej konfiguracji układu chłodzenia z dwoma pętlami obiegu pierwotnego z pojedynczym generatorem pary i dwiema pompami chłodziwa reaktora w każdej pętli.

Tabela 1. Zestawienie bloków energetycznych elektrowni jądrowych wyposażonych w reaktory ciśnieniowe wodne (PWR) konstrukcji Westinghouse Electric (w kolejności chronologicznej dat rozpoczęcia budowy). Opracowanie własne autora.

Table 1. List of nuclear power plants units equipped with pressurized water reactors (PWR) designed by Westinghouse Electric (in chronological order of construction start dates). Author's own work.

Nazwa bloku	Lokalizacja	Typ reaktora	Moc elektryczna netto [MW]	Początek budowy	Początek eksploatacji	Zakończenie eksploatacji	Uwagi
Shippingport	Pensylwania, USA	WH PLWBR	60	06-09-1954	26-05-1958	12-1989	blok doświadczalny
Yankee Rowe (Yankee NPS)	Massachusetts, USA	WH (DRY)	167	01-11-1957	01-07-1961	01-10-1991	pierwszy wielkoskalowy blok jądrowy w USA
SCK-CEN	Belgia	WH BR-3	10	01-11-1957	10-10-1962	30-06-1987	blok doświadczalny
Saxton	Pensylwania, USA	WH	3	01-01-1960	11-1961	05-1972	blok doświadczalny
José Cabrera	Hiszpania	WH 1-loop	141	24-06-1964	13-08-1969	30-04-2006	jedyny dotychczas energetyczny reaktor jednopętlowy Westinghouse
Enrico Fermi	Włochy	WH 4-loops	260	01-07-1961	01-01-1965	01-07-1990	
Connecticut Yankee	Connecticut, USA	WH	582	01-05-1964	01-01-1968	05-12-1996	
Beznau 1	Szwajcaria	WH 2-loops	365	01-09-1965	01-09-1969	planowane w 2029 r.	w eksploatacji
Indian Point 2	Nowy Jork, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	998	14-10-1966	01-08-1974	30-04-2020	
H. Burton Robinson 2	Karolina Płd., USA	WH 3-loops (DRYAMB)	741	13-04-1967	07-03-1971		w eksploatacji
Turkey Point 3	Floryda, USA	WH 3-loops (DRYAMB)	837	27-04-1967	14-12-1972		w eksploatacji
Turkey Point 4	Floryda, USA	WH 3-loops (DRYAMB)	821	27-04-1967	07-09-1973		w eksploatacji
Point Beach 1	Wisconsin, USA	WH 2-loops (DRYAMB)	591	19-07-1967	21-12-1970		w eksploatacji
Robert E. Ginna	Nowy Jork, USA	WH 2-loops (DRYAMB)	560	25-04-1966	01-06-1970		w eksploatacji
Beznau 2	Szwajcaria	WH 2-loops	365	01-01-1968	01-12-1971	planowane w 2031 r.	w eksploatacji
Diablo Canyon 1	Kalifornia, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1138	23-04-1968	07-05-1985	planowane w 2030 r.	w eksploatacji
Prairie Island 1	Minnesota, USA	WH 2-loops (DRYAMB)	522	25-06-1968	16-12-1973		w eksploatacji
Surry 1	Wirginia, USA	WH 3-loops (DRYSUB)	838	25-06-1968	22-12-1972		w eksploatacji
Surry 2	Wirginia, USA	WH 3-loops (DRYSUB)	838	25-06-1968	01-05-1973		w eksploatacji
Point Beach 2	Wisconsin, USA	WH 2-loops (DRYAMB)	591	25-07-1968	01-10-1972		w eksploatacji
Kewanunee	Wisconsin, USA	WH 2-loops (DRYAMB)	566	06-08-1968	16-06-1974	07-05-2013	
Salem 1	New Jersey, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1169	25-09-1968	30-06-1977		w eksploatacji
Salem 2	New Jersey, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1158	25-09-1968	31-10-1981		w eksploatacji

Indian Point 3	Nowy Jork, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1030	01-11-1968	30-08-1976	30-04-2021	
Zion 1	Illinois, USA	WH 4-loops	1040	01-12-1968	31-12-1973	13-02-1998	
Zion 2	Illinois, USA	WH 4-loops	1040	01-12-1968	17-09-1974	13-02-1998	
Donald C. Cook 1	Michigan, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1030	25-03-1969	27-05-1975		w eksploatacji
Donald C. Cook 2	Michigan, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1168	25-03-1969	01-07-1978		w eksploatacji
Prairie Island 2	Minnesota, USA	WH 2-loops (DRYAMB)	519	25-06-1969	21-12-1974		w eksploatacji
Doel 1	Belgia	WH 2-loops	445	01-07-1969	15-07-1975	planowane w 2025 r.	w eksploatacji
Trojan	Oregon, USA	WH	1059	01-02-1970	20-05-1976	09-11-1992	
Sequoyah 1	Tennessee, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1152	27-05-1970	01-06-1981		w eksploatacji
Sequoyah 2	Tennessee, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1139	27-05-1970	01-06-1982		w eksploatacji
Beaver Valley 1	Pensylwania, USA	WH 3-loops (DRYSUB)	908	26-06-1970	02-07-1976		w eksploatacji
Joseph M. Farley 1	Alabama, USA	WH 3-loops (DRYAMB)	874	01-10-1970	01-12-1977		w eksploatacji
Joseph M. Farley 2	Alabama, USA	WH 3-loops (DRYAMB)	883	01-10-1970	30-07-1981		w eksploatacji
Ringhals 2	Szwecja	WH 3-loops	852	01-10-1970	01-05-1975	30-12-2019	
Diablo Canyon 2	Kalifornia, USA	WH-4 loops (DRYAMB)	1118	09-12-1970	13-03-1986	planowane w 2030 r.	w eksploatacji
North Anna 1	Wirginia, USA	WH 3-loops (DRYAMB)	948	19-02-1971	06-06-1978		w eksploatacji
North Anna 2	Wirginia, USA	WH 3-loops (DRYAMB)	944	19-02-1971	14-12-1980		w eksploatacji
McGuire 1	Karolina Płn., USA	WH 4-loops (ICECOND)	1158	01-04-1971	01-12-1981		w eksploatacji
McGuire 2	Karolina Płn., USA	WH 4-loops (ICECOND)	1158	01-04-1971	01-03-1984		w eksploatacji
Angra 1	Brazylia	WH 2-loops	609	01-05-1971	01-01-1985		w eksploatacji
Doel 2	Belgia	WH 2-loops	445	01-09-1971	01-12-1975	planowane w 2025 r.	w eksploatacji
Kori 1	Republika Korei	WH 60	576	27-04-1972	29-04-1978	18-06-2017	
Ringhals 3	Szwecja	WH 3-loops	1074	01-09-1972	09-09-1981		w eksploatacji
Ōi 1	Japonia	WH 4-loops	1120	26-10-1972	27-03-1979	12-2017	
Ōi 2	Japonia	WH 4-loops	1120	08-12-1972	05-12-1979	12-2017	
Lemóniz 1	Hiszpania	WH	900	1972			01-04-1984 – przerwanie budowy niemal ukończonego obiektu na skutek protestów antynuklearnych i działań terrorystów baskijskich
Lemóniz 2	Hiszpania	WH	900	1972			jak Lemóniz 1
Virgil C. Summer 1	Karolina Płd., USA	WH 3-loops (DRYAMB)	973	21-03-1973	01-01-1984		w eksploatacji

Watts Bar 1	Tennessee, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1157	20-07-1973	27-05-1996		w eksploatacji
Watts Bar 2	Tennessee, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1164	01-09-1973	04-06-2016		w eksploatacji
Almaraz 1	Hiszpania	WH 3-loops	1011	03-07-1973	01-09-1983		w eksploatacji
Almaraz 2	Hiszpania	WH 3-loops	1006	03-07-1973	01-07-1984		w eksploatacji
Ringhals 4	Szwecja	WH 3-loops	1130	01-11-1973	21-11-1983		w eksploatacji
Catawba 1	Karolina Płd, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1160	01-05-1974	29-06-1985		w eksploatacji
Catawba 2	Karolina Płd, USA	WH 4-loops (ICECOND)	1150	01-05-1974	19-08-1986		w eksploatacji
Beaver Valley 2	Pensylwania, USA	WH 3-loops (DRYSUB)	905	03-05-1974	14-08-1987		w eksploatacji
Ascó 1	Hiszpania	WH 3-loops	995	16-05-1974	10-12-1984		w eksploatacji
Millstone 3	Connecticut, USA	WH 4-loops (DRYSUB)	1210	09-08-1974	23-04-1986		w eksploatacji
Comanche Peak 1	Teksas, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1205	19-12-1974	13-08-1990		w eksploatacji
Comanche Peak 2	Teksas, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1195	19-12-1974	03-08-1993		w eksploatacji
Ascó 2	Hiszpania	WH 3-loops	997	07-03-1975	11-03-1985		w eksploatacji
Krško	Słowenia (b. Jugosławia)	WH 212 (2-loops)	688	30-03-1975	01-01-1983	planowane w 2043 r.	w eksploatacji
Byron 1	Illinois, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1164	01-04-1975	16-08-1985		w eksploatacji
Byron 2	Illinois, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1136	01-04-1975	02-08-1987		w eksploatacji
Braidwood 1	Illinois, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1194	01-08-1975	29-07-1988		w eksploatacji
Braidwood 2	Illinois, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1160	01-08-1975	17-10-1988		w eksploatacji
Callaway	Missouri, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1215	01-09-1975	19-12-1984		w eksploatacji
South Texas 1	Teksas, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1280	22-12-1975	25-08-1988		w eksploatacji
South Texas 2	Teksas, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1280	22-12-1975	25-08-1988		w eksploatacji
Alvin W. Vogtle 1	Georgia, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1150	01-08-1976	01-06-1987		w eksploatacji
Alvin W. Vogtle 2	Georgia, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1152	01-08-1976	20-05-1989		w eksploatacji
Seabrook Station	New Hampshire, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1246	07-07-1976	15-03-1990		w eksploatacji
Bataan	Filipiny	WH 2-loops	621	1976			zaawansowana budowa wstrzymana w 1986 r.
Wolf Creek	Kansas, USA	WH 4-loops (DRYAMB)	1200	31-05-1977	03-09-1985		w eksploatacji
Kori 2	Republika Korei	WH F	640	04-12-1977	25-07-1983		w eksploatacji

W. Shearon Harris	Karolina Płn., USA	WH 3-loops (DRYAMB)	964	28-01-1978	02-05-1987		w eksploatacji
Maanshan 1	Republika Chińska (Tajwan)	WH 312 3-loops	936	21-08-1978	27-07-1984		w eksploatacji
Tihange 3	Belgia	WH 3-loops	1038	01-11-1978	01-09-1985	planowane w 2035 r.	w eksploatacji
Doel 4	Belgia	WH 3-loops	1038	01-12-1978	01-07-1985		w eksploatacji
Maanshan 2	Republika Chińska (Tajwan)	WH 312 3-loops	938	21-02-1979	18-05-1985		w eksploatacji
Kori 3	Republika Korei	WH F	1011	01-10-1979	30-09-1985		w eksploatacji
Kori 4	Republika Korei	WH F	1012	01-04-1980	29-04-1986		w eksploatacji
Vandellös 2	Hiszpania	WH 3-loops	1057	29-12-1980	03-03-1988		w eksploatacji
Hanbit 1	Republika Korei	WH F	995	04-06-1981	25-08-1986		w eksploatacji
Hanbit 2	Republika Korei	WH F	998	10-12-1981	10-06-1987		w eksploatacji
Sanmen 1	Chińska Republika Ludowa	AP1000	1157	19-04-2009	21-09-2018		w eksploatacji
Haiyang 1	Chińska Republika Ludowa	AP1000	1170	24-09-2009	23-03-2018		w eksploatacji
Sanmen 2	Chińska Republika Ludowa	AP1000	1157	15-12-2009	05-11-2018		w eksploatacji
Haiyang 2	Chińska Republika Ludowa	AP1000	1170	20-10-2010	09-01-2019		w eksploatacji
Alvin W. Vogtle 3	Georgia, USA	AP1000	1117	12-03-2013			01-04-2023 – pierwsze włączenie do sieci
Virgil C. Summer 2	Karolina Płd., USA	AP1000	1117	09-03-2013	–		31-07-2017 – przerwanie budowy, projekt anulowany
Virgil C. Summer 3	Karolina Płd., USA	AP1000	1117	02-11-2013	–		31-07-2017 – przerwanie budowy, projekt anulowany
Alvin W. Vogtle 4	Georgia, USA	AP1000	1117	19-11-2013			I kwartał 2024 – planowane pierwsze włączenie do sieci
Lubiatowo-Kopalino 1	Polska	AP1000	1117				projektowany – planowane uruchomienie w 2033 r.
Lubiatowo-Kopalino 2	Polska	AP1000	1117				projektowany – planowane uruchomienie w 2035–2036
Lubiatowo-Kopalino 3	Polska	AP1000	1117				projektowany – planowane uruchomienie w 2037–2039
Kozłoduj 7	Bułgaria	AP1000	1117				planowany
Kozłoduj 8	Bułgaria	AP1000	1117				planowany

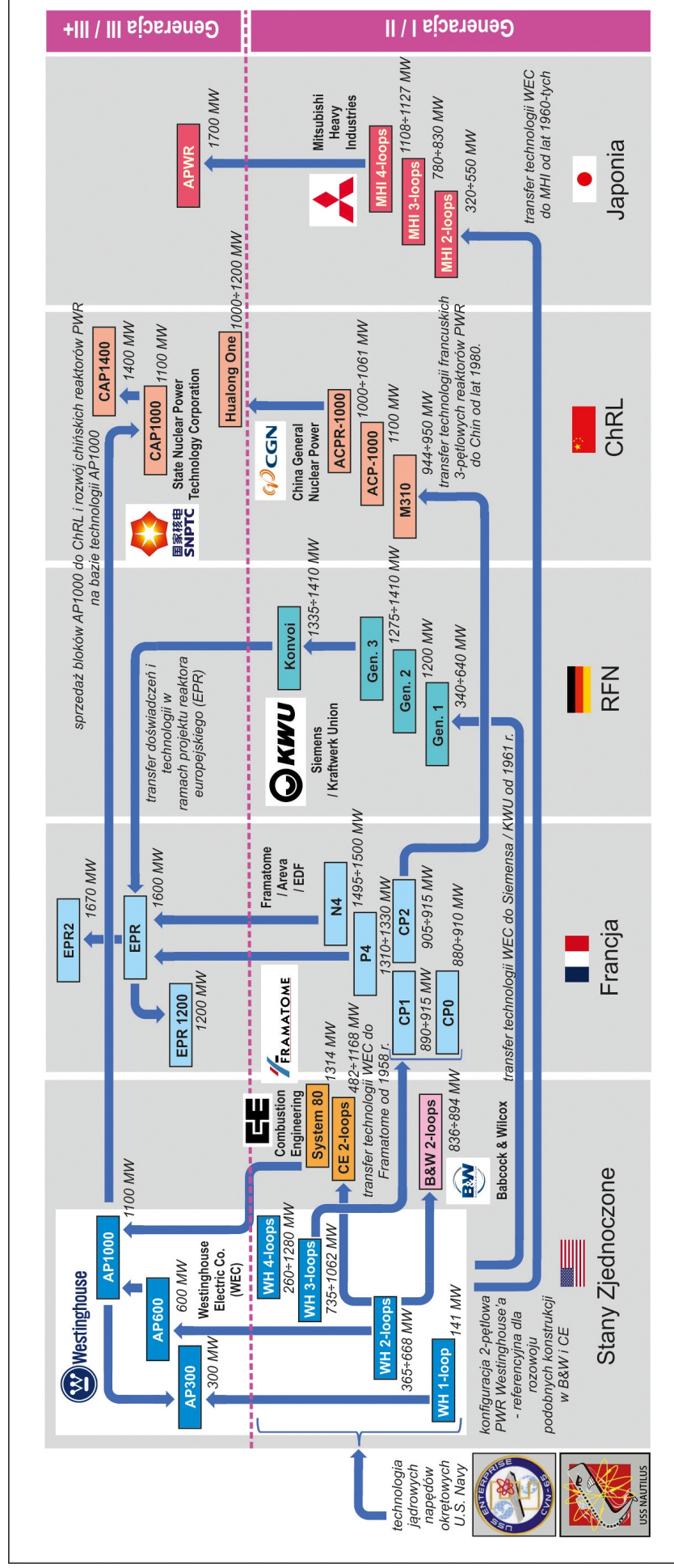
Objaśnienia oznaczeń użytych w tabeli:

1-loop, 2-, 3-, 4-loops – reaktory PWR z 1-, 2-, 3- i 4-pętłowymi obiegami pierwotnymi.

DRYAMB – obudowa bezpieczeństwa sucha, ciśnienie atmosferyczne otoczenia.

DRYSUB – obudowa bezpieczeństwa sucha z podciśnieniem.

ICECOND – obudowa bezpieczeństwa mokra z kondensatorem lodowym.



Rys. 3. „Drzewo genealogiczne” reaktorów ciśnieniowych-wodnych wywodzących się z konstrukcji Westinghouse Electric w Stanach Zjednoczonych, Francji, Niemczech Zachodnich, ChRL i Japonii (opracowanie własne autora).

Fig. 3. „Family tree” of pressurized water reactors (PWR) derived from Westinghouse Electric designs in the United States, France, West Germany, the PRC and Japan (author's own work).

Westinghouse dysponował sporymi doświadczeniami w zakresie podobnych konstrukcji II generacji o mocach elektrycznych rzędu 400–600 MW (tab. 1). Ostatnią z nich, przed przystąpieniem do prac nad AP600, był pojedynczy blok w jugosłowiańskiej EJ Krško (obecnie Słowenia) o mocy elektrycznej netto 688 MW uruchomiony w 1983 r.

Założono, że reaktor o mniejszej mocy – rzędu 600–700 MW okaże się atrakcyjny na wielu rynkach, także w krajach mniej rozwiniętych, a nie tylko w największych gospodarkach, gdzie powszechne stały się już bloki o mocy większej lub równiej 1 GW. Przyjęto zastosowanie w budowie bloku AP600 nowatorskiej konstrukcji modułowej, pozwalającej w założeniu skrócić czas budowy od wylania pierwszego betonu do załadunku paliwa jądrowego do zaledwie 36 miesięcy. Modułowe komponenty miały być w założeniu produkowane przez dostawców z rynku lokalnego. Okres użytecznej eksploatacji elektrowni miałyby wynosić co najmniej 60 lat.

Projektowi AP600 patronował amerykański Departament Energii w ramach programu opracowania nowych konstrukcji energetycznych reaktorów lekkowodnych (ang. *Advanced Light Water Reactor*). Zaplanowany dla AP600 parametr częstości uszkodzeń rdzenia reaktora był ponad 1000 razy niższy od wymagań certyfikacyjnych amerykańskiej Komisji Dozoru Jądrowego U.S. NRC (ang. *Nuclear Regulatory Commission*). Prace badawczo-rozwojowe nad AP600 prowadzone były przy współpracy Westinghouse Electric z Uniwersytetem Stanu Oregon. Przyjęto w nich m.in. model układu chłodzenia reaktora zmniejszony do 25% rzeczywistej wielkości dla sprawdzenia możliwości rozwiązań pasywnego chłodzenia rdzenia przy wykorzystaniu sił grawitacji i naturalnej cyrkulacji wody chłodzącej. W projekcie położono nacisk na uproszczenie konstrukcji i zredukowanie liczby elementów mogących potencjalnie stać się zarzewiem awarii – w tym szczególnie pomp. Ciekawostką jest fakt, że w pracach nad AP600 brało udział wielu specjalistów z Polski, którzy trafili do Stanów Zjednoczonych w ramach wymiany naukowej w latach 90. XX w. Projekt AP600 uzyskał od U.S. NRC końcowe zatwierdzenie (ang. *Final Design Approval*) we wrześniu 1998 r., zaś oficjalny certyfikat projektowy (ang. *Design Certification*) w grudniu 1999 r.

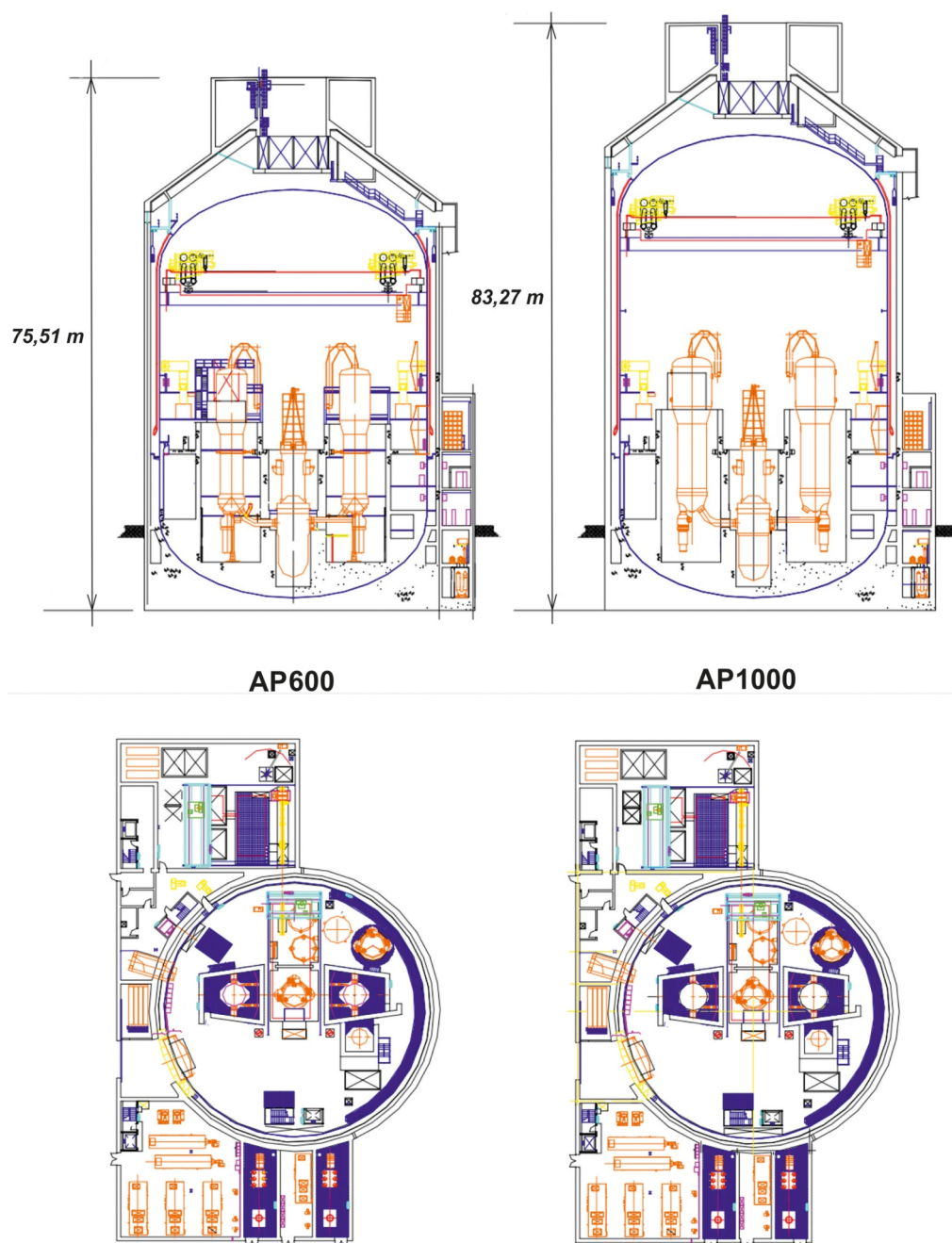
Na przełomie XX i XXI stulecia zespół konstruktorów firmy Westinghouse uzyskał dostęp do materiałów projektowych stanowiących dziedzictwo innego amerykańskiego dostawcy technologii reaktorów energetycznych o kilkudziesięcioletnim doświadczeniu – firmy Combustion Engineering, włączonej niemal dekadę wcześniej w struktury szwedzko-szwajcarskiej grupy przemysłowej ABB. W 1999 r. firma Westinghouse Electric została zakupiona przez przedsiębiorstwo BNFL (British Nuclear Fuels Ltd.). Rok później – w 2000 r. w struktury tejże firmy BNFL trafił cały biznes jądrowy ABB zakupiony za kwotę 300 mln funtów brytyjskich. Tym samym stało się możliwe

wykorzystanie doświadczeń konstrukcyjnych jednego z najlepszych i najbardziej innowacyjnych reaktorów energetycznych II generacji: Combustion Engineering System 80. Trzy reaktory tego typu (o mocy elektrycznej ok. 1300 MW każdy) pracują w Elektrowni Jądrowej Palo Verde zbudowanej w Tonopah w Arizonie w latach 1976–1986. Technologia reaktorów System 80 trafiła w końcu lat 1980. do Republiki Korei i tam w kolejnych trzech dekadach stała się bazą do rozwoju rodzimych konstrukcji OPR-1000 i APR-1400 w firmie KEPCO/KHNP ([13]).

Powstały w latach dziewięćdziesiątych projekt bloku Westinghouse AP600 wzbogacony o rozwiązania przejęte z reaktora C-E System 80 stał się podstawą do zaprojektowania większej jednostki oznaczonej AP1000 o mocy elektrycznej netto podwyższonej do ok. 1100 MW. Postanowiono przy tym zachować daleko idącą unifikację projektu AP1000 z wcześniejszym AP600 (rys. 4). W 2003 r. koszty wyprodukowania 1 kWh przez blok AP600 oceniano na 4,1–4,6 centów co uznano wówczas za poziom niekonkurencyjny na rynku USA. Podwyższenie mocy bloku w projekcie AP1000 pozwalało na obniżenie ceny 1 kWh do poziomu 3–3,5 centa.

Westinghouse wraz z U.S. NRC przeprowadziły 12-miesięczny przegląd projektu poprzedzający proces licencjonowania, w ramach którego ustalono możliwość wykorzystania w procesie certyfikacji AP1000 niektórych testów oraz wybranych obliczeń komputerowych analiz bezpieczeństwa wykonanych wcześniej dla AP600. 28 marca 2002 r. Westinghouse, po zakończeniu przeglądu wstępnego, złożył do U.S. NRC wniosek DCD (ang. *Design Control Document*) przedstawiający zmiany dokonane w projekcie w stosunku do DCD przedłożonego dla AP600. W marcu 2002 r. producent złożył wniosek o końcowe zatwierdzenie projektu (ang. *Final Design Approval*) i certyfikację (ang. *Design Certification*) dla AP1000. Dokumenty złożone z wnioskiem zawierały dokumentację DCD dla AP1000 oraz probabilistyczną oceną ryzyka (ang. *probabilistic risk assesment*). U.S.NRC zakończyła ocenę pod kątem akceptacji i zarejestrowała wniosek 25 czerwca 2002 r. Zarejestrowanie wniosku (ang. *docketing*) oznacza, że jego treść jest akceptowalna do przeglądu przez U.S. NRC jako kompletny przypadek bezpieczeństwa jądrowego, zgodnie z odpowiednimi przepisami obowiązującymi w USA. 16 czerwca 2003 r. U.S. NRC wydała dla AP1000 szkic raportu dotyczącego oceny bezpieczeństwa (ang. *Draft Safety Evaluation Report*).

Proces oceny i licencjonowania bloku energetycznego z reaktorem AP1000 przez amerykański dozór jądrowy odbył się w latach 2004–2011. We wrześniu U.S. NRC wydała zatwierdzenie FDA oraz wstępną ocenę bezpieczeństwa FSER (ang. *Final Safety Evaluation Report*) odnoszące się do standardowego projektu AP1000 bazowane na dokumentacji DCD z kolejnymi poprawkami



Rys. 4. Porównanie przekrojów budynków reaktorów AP600 i AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company).

Fig. 4. Comparison of cross-sections of AP600 and AP1000 reactor buildings (source: Westinghouse Electric Company).

0 do 14. W kwietniu 2005 r. dozór opublikował proponowany certyfikat DCR (ang. *Design Certification Rule*) w amerykańskim „Rejestrze Federalnym” nr 70 FR 20062, a w grudniu tegoż roku wydał suplement 1 do oceny bezpieczeństwa FSER dla zmian zawartych w DCD wersja 15. U.S. NRC wydała zestaw końcowych, projektowych wymagań certyfikacyjnych – DCR (ang. *Design Certification Rule*) 27 stycznia 2006 r. – publikacja w „Rejestrze Federalnym” nr 71 FR 4464. Kolejne „kamienie milowe” certyfikacji AP1000 to:

- 10 marca 2006 r. – U.S. NRC wydaje poprawione zatwierdzenie FDA dla wersji 15;
- 26 maja 2007 r. – Westinghouse składa wniosek o zmianę DCR (wersja 16);

- 22 września 2008 r. – uzupełnienie wniosku przez Westinghouse;
- 14 października 2008 r. – Westinghouse składa poprawki do wersji 17 projektu;
- 1 grudnia 2010 r. – Westinghouse składa 18. wersję projektu.

Wniosek o certyfikowanie dziewiętnastej wersji projektu firma Westinghouse przedstawiła dozorowi jądrowemu 13 lipca 2011 r. Ostateczna decyzja certyfikacyjna U.S. NRC, uwzględniająca wszystkie poprawki, została wydana 30 grudnia 2011 r.

Warto w tym miejscu dodać, że brytyjski dozór jądrowy – *Office of Nuclear Regulation* również przeprowadził w latach 2007–17 ocenę projektu AP1000 wydając dla nie-

go w marcu 2017 r. certyfikat DAC/SoDA (ang. *Design Acceptance Confirmation/Statement of Design Acceptability*), co związane było z niezrealizowanymi planami dostaw dla EJ Moorside.

Konstrukcja bloku jądrowego

AP600 i AP1000 są typowymi reaktorami energetycznymi ciśnieniowo-wodnymi, w których chłodziwem, a także moderatorem i reflektorem neutronów jest lekka woda pod wysokim ciśnieniem niedopuszczającym do wystąpienia wrzenia w obiegu chłodzącym rdzeń (odparowanie w rdzeniu nie powinno w tym rodzaju reaktora przekroczyć 5%). Woda ma dużą zdolność spowalniania neutronów, co pozwala na zmniejszanie wymiarów rdzenia i osiąganie wysokiej gęstości mocy.

Pomimo pewnych różnic konstrukcyjnych zasadniczo rdzeń i zbiornik reaktora są bardzo zbliżone w obu typach: AP600 i AP1000, swoją budową daleko nie odbiegając od starszych reaktorów PWR firmy Westinghouse. W tabeli 2 zamieszczono dane porównawcze reaktorów AP600, AP1000 oraz reaktorów Westinghouse generacji II bloków Doel 4 i Tihange 3. Znamionowe parametry eksploatacyjne AP1000 to: ciśnienie robocze 15,5 MPa (maks. 17,1 MPa) oraz temperatura 321°C (maks. 343°C). Moc cieplna bloku z reaktorem AP1000 wynosi 3415 MW, zaś moc elektryczna 1117 MW. Szczegółowe dane techniczne bloku AP1000 przedstawione są w tabeli 3.

Konfiguracja projektowa bloku AP1000 przewiduje znacznie bardziej zwartą zabudowę w porównaniu do analogicznych obiektów jądrowych II generacji. Wymagana ilość betonu i stali zbrojeniowej jest w przypadku AP1000 znacznie mniejsza niż w blokach II generacji. Na rysunku 5 przedstawiony jest widok ogólny budynków bloku, zaś na rysunku 6 widok z góry planu jego zabudowań. Na rysunku 7 pokazano przekrój aksonometryczny budynków bloku.

Konstruktorzy AP1000 w celu podwyższenia niezawodności postanowili również **zredukować liczbę komponentów** w podstawowych systemach, co w założeniu przyczynić się ma do podwyższenia niezawodności całego urządzenia. Zredukowano zatem:

- o 50% liczbę zaworów istotnych w kontekście bezpieczeństwa eksploatacji;
- o 35% liczbę pomp;
- o 80% długość rurociągów istotnych w kontekście bezpieczeństwa eksploatacji;
- o 85% długość kabli sterujących;
- o 45% kubaturę budynków bloku potencjalnie narażonych na skutki trzęsienia ziemi.

Kolejnym z celów konstruktorów AP1000 była modularyzacja konstrukcji, pozwalająca na wytwarzanie dużych komponentów konstrukcyjnych w warunkach przemysłowych i ograniczenie do minimum pracochłonnych czynności montażowych na placu budowy. Na rysunku 8 pokazano kolejne fazy budowy wyspy jądrowej montowa-

Tabela 2. Porównanie danych technicznych reaktorów trójpętlowych Westinghouse II generacji (bloki EJ Doel 4 i EJ Tihange 3 w Belgii) i reaktorów AP600 (projekt) oraz AP1000 generacji III+. Opracowano na podstawie [4].

Table 2. Comparison of technical data of Westinghouse second generation 3-loop reactors (Doel 4 and Tihange 3 units in Belgium), AP600 (design) and AP1000 generation III+ reactors. Based on [4].

Parametr	Typ reaktora		
	WH 3-loops Doel 4/Tihange 3	AP600 (2-loops)	AP1000 (2-loops)
Moc elektryczna netto bloku [MW]	1038	610	1117
Moc cieplna reaktora [MW]	2988/3000	1933	3400
Temperatura wody w gałęzi gorącej [°C]	330	316	321
Liczba kaset paliwowych	157	145	157
Kształt przekroju kasety paliwowej (siatka matrycy pozycjonującej elementy paliwowe)	kwadrat (17 17 szt.)	kwadrat (17 17 szt.)	kwadrat (17 17 szt.)
Aktywna długość elementów paliwowych rdzenia [m]	4,30	3,70	4,30
Liniowa gęstość mocy [kW/m]	16,47	13,45	18,73
Liczba prętów sterujących o pełnej zdolności regulacyjnej (ang. <i>black rods</i>) / liczba prętów o zmniejszonej zdolności regulacyjnej (ang. <i>gray rods</i>)	52 / 0	45 / 16	53 / 16
Natężenie przepływu wody przez zbiornik reaktora [$10^3 \text{ m}^3/\text{h}$]	67,1	44,1	68,1
Powierzchnia wymiany ciepła w wytwornicy pary [m^2]	6320	6970	11 600
Pojemność stabilizatora ciśnienia [m^3]	39,6	45,3	59,5

Tabela 3. Dane techniczne bloku jądrowego AP1000. Opracowano na podstawie [16].**Table 3.** Technical data of the AP1000 nuclear unit. Based on [16].**Dane ogólne**

Typ reaktora	ciśnieniowy wodny (PWR)
Moc cieplna	3400 MW
Moc elektryczna brutto	1250 MW
Moc elektryczna netto	1117 MW
Chłodziwo	lekka woda
Moderator	lekka woda
Cykl termodynamiczny	obieg Clausiusa-Rankine'a
Projektowa odporność sejsmiczna	SSE 0,3g

Dane eksploatacyjne

Docelowa dyspozycyjność	93%
Projektowy czas eksploatacji	60 lat
Rodzaj pracy	praca w podstawie lub regulacyjna w zakresie 15÷100% mocy znamionowej

Dane związane z bezpieczeństwem

Częstość uszkodzeń rdzenia	$<5,09 \times 10^{-7}/RY^*$
Częstość wczesnych dużych uwolnień radioaktywności	$<5,94 \times 10^{-8}/RY^*$ lub mniejsza
Narażenie na promieniowanie	$<0,7 \text{ man-Sv}/RY^*$ lub mniejsza
Czas działania operatora (ang. <i>Operator Action Time</i>)	0,5 h

*RY – *Reactor-Year* (reaktoro-lat); *man-Sv* (osobo-siwertów)**Jądrowy system dostawy pary**

Masowe natężenie przepływu	1889 kg/s
Ciśnienie pary	5,76 MPa (abs.)
Temperatura pary	272,8°C
Masowe natężenie przepływu wody zasilającej w warunkach znamionowych	1889 kg/s
Temperatura wody zasilającej	226,7°C

System chłodzenia reaktora

Masowe natężenie przepływu wody w obiegu pierwotnym	14 300 kg/s
Znamionowe ciśnienie pracy	15,513 MPa (abs.)
Temperatura wody chłodzącej na wlocie do zbiornika reaktora	279,4°C
Temperatura wody chłodzącej na wylocie ze zbiornika reaktora	324,7°C
Średni przyrost temperatury przy przepływie wody chłodzącej przez rdzeń	45,2°C

Rdzeń reaktora

Aktywna wysokość rdzenia	4,267 m
Równoważna średnica rdzenia	3,04 m
Średnia liniowa gęstość mocy	18,7 kW/m
Średnia gęstość mocy paliwa jądrowego	40,2 kW/kgU
Średnia gęstość mocy rdzenia	109,7 MW/m ³
Rodzaj paliwa	spiek słabo wzbogaconego dwutlenku uranu (UO ₂)
Materiał koszulki elementu paliwowego	stop cyrkonu ZIRLO
Zewnętrzna średnica elementu paliwowego	9,5 mm

Rodzaj kasety paliwowej (siatka matrycy pozycjonującej elementy paliwowe)	kwadrat, 17 17 szt.
Liczba kaset paliwowych	157
Początkowe wzbogacenie świeżego paliwa w stanie równowagi rdzenia	4,8% (masowe)
Średnie wypalenie paliwa jądrowego	60 000 MWd/kg
Materiał prętów sterujących o pełnej zdolności regulacyjnej (ang. <i>Black Rods</i>)	Ag-In-Cd
Materiał prętów sterujących o zmniejszonej zdolności regulacyjnej (ang. <i>Grey Rods</i>)	Ag-In-Cd / stal nierdzewna 304
Rozpuszczalny absorber neutronów	H ₃ BO ₃

Zbiornik ciśnieniowy reaktora

Średnica wewnętrzna obudowy cylindrycznej	4038,6 mm
Grubość ścianki obudowy cylindrycznej	203 mm
Ciśnienie projektowe/temperatura projektowa	17,2 MPa (abs.)/343,3°C
Materiał konstrukcyjny	stal węglowa
Całkowita wysokość wewnętrzna	12 056 mm

Wytwornice pary

Rodzaj / typ	pionowe z rurami grzejnymi w kształcie odwróconej litery U; typ urządzenia: Delta-125
Liczba wytwornic pary w obiegu pierwotnym	2
Łączna powierzchnia zewnętrzna rur grzejnych	11 477 m ²
Liczba rur grzejnych wymiennika ciepła	10 025
Zewnętrzna średnica rury grzejnej	17,5 mm
Materiał konstrukcyjny rur grzejnych	stop Inconel 690-TT
Masa transportowa zespołu wytwornicy pary	663,7 tony

Pompy chłodziwa obiegu pierwotnego

Rodzaj	jednostopniowa, odśrodkowa, pionowa
Liczba pomp w obiegu pierwotnym	4
Znamionowe natężenie przepływu	4,97 m ³ /s
Znamionowa prędkość obrotowa	1800 obr./min

Stabilizator ciśnienia

Całkowita objętość	59,77 m ³
Objętość pary (przy średniej objętości roboczej)	31,14 m ³
Moc grzałek elektrycznych	1600 kW

Obudowa bezpieczeństwa

Kształt	cylindryczny
Średnica	39,6 m
Wysokość	83,3 m
Ciśnienie projektowe	0,5067 MPa
Temperatura projektowa	148,9°C
Projektowy współczynnik przecieku	0,1 objętości % / dzień

System usuwania ciepła powyłłączeniowego

Rodzaj (aktywny / pasywny)	pasywny
----------------------------	---------

System wtrysku bezpieczeństwa

Rodzaj (aktywny / pasywny)	pasywny
----------------------------	---------

Turbina

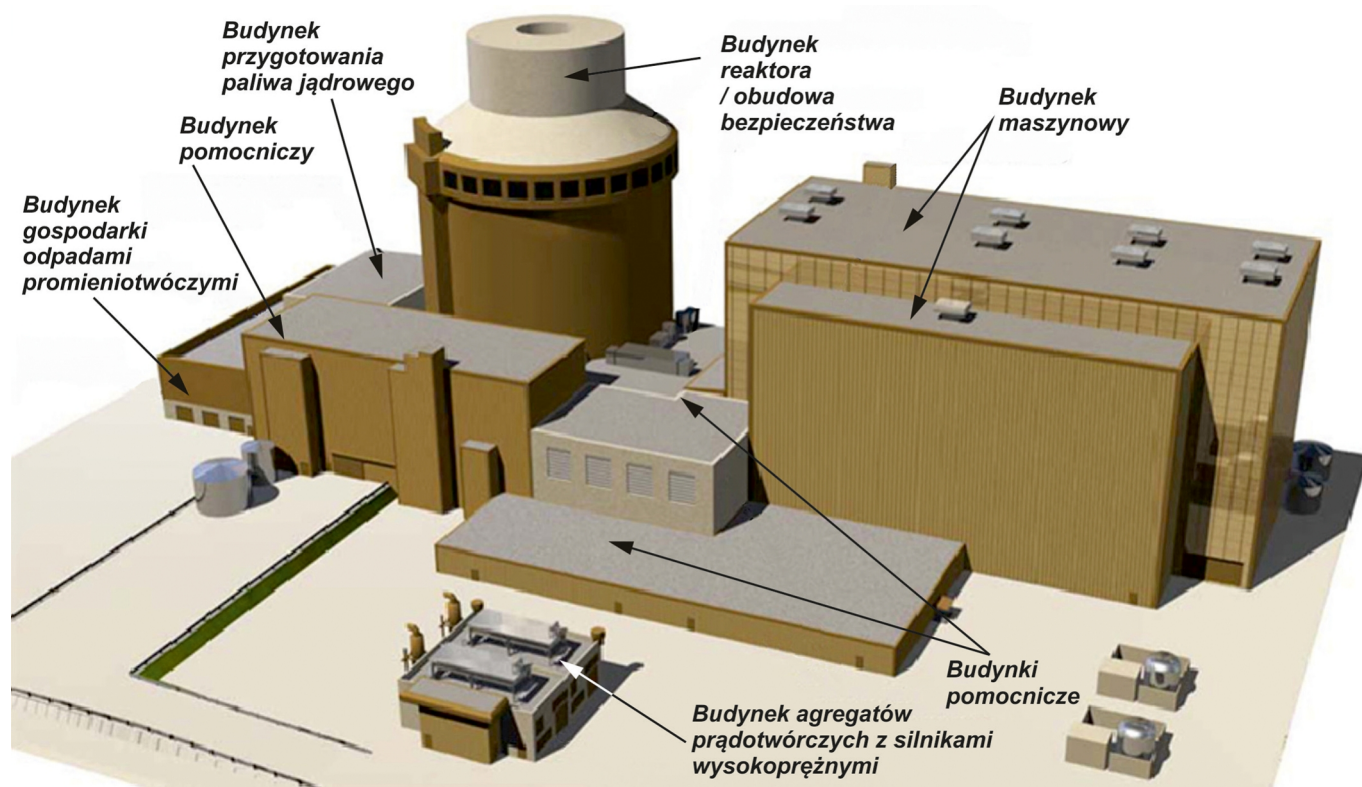
Typ	turbina zespolona w układzie tandem: 1 stopień wysokoprężny, 3 stopnie niskoprężne
Znamionowa prędkość obrotowa	1800 obr./min (dla częstotliwości sieciowej 60 Hz) 1500 obr./min (dla częstotliwości sieciowej 50 Hz)

Generator

Rodzaj	synchroniczny; 4-biegunowy
Napięcie znamionowe	24 kV (3-faz.)
Częstotliwość znamionowa	50 lub 60 Hz
Moc znamionowa	1375 MVA
Moc czynna znamionowa	1237 MW

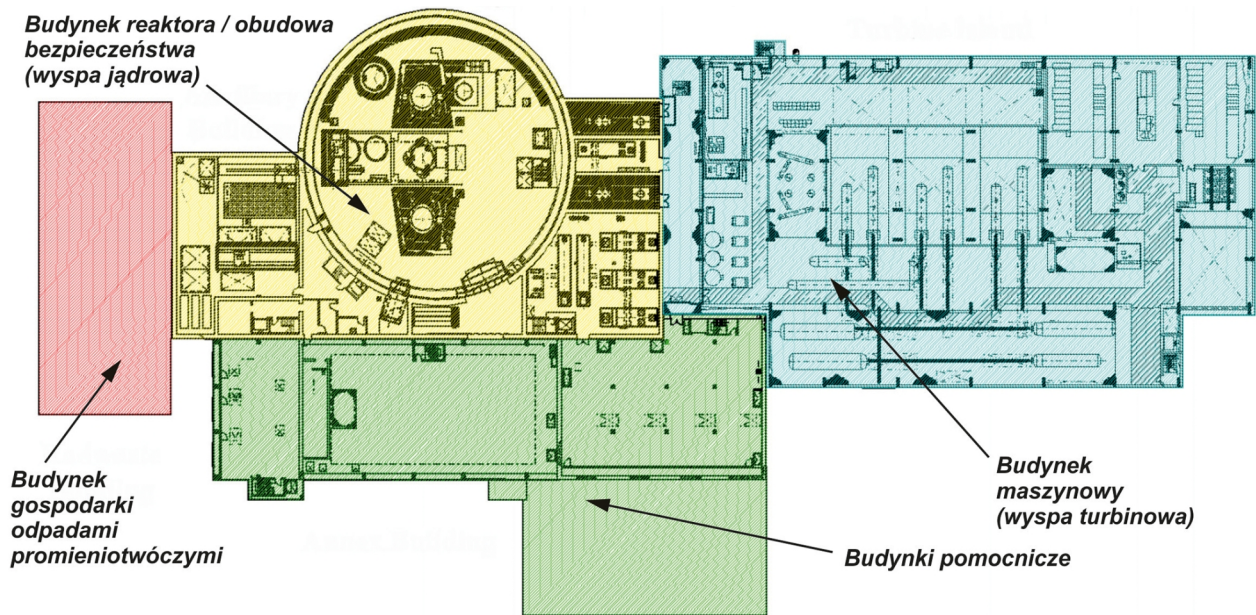
Skraplacze

Rodzaj	wielociśnieniowe (chłodnie kominowe) lub jednociśnieniowe (chłodzenie bezpośrednie)
Ciśnienie skraplacza	9,1 kPa



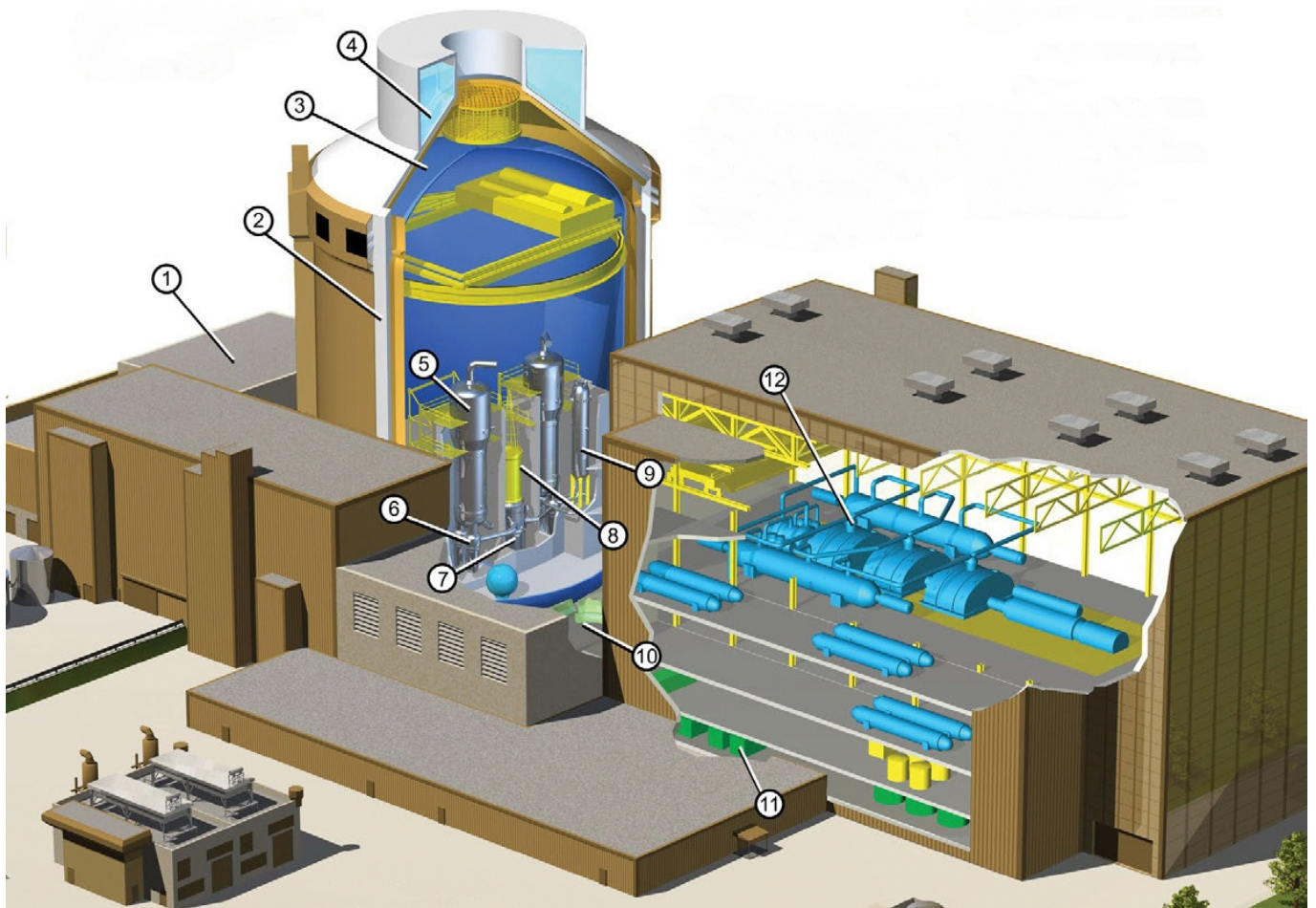
Rys. 5. Widok ogólny budynków bloku AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 5. General view of the buildings of the AP1000 unit (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).



Rys. 6. Rzut z góry zabudowań bloku AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 6. Top view of the buildings of the AP1000 unit (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).



Rys. 7. Przekrój aksonometryczny budynków bloku AP1000: 1 – budynek przygotowania paliwa jądrowego; 2 – zewnętrzna obudowa bezpieczeństwa; 3 – wewnętrzna, stalowa część obudowy bezpieczeństwa; 4 – zapasowy zbiornik wody PCCWST; 5 – wytwarzacz pary (2 szt.); 6 – zintegrowana pompa cyrkulacyjna obiegu pierwotnego (4 szt.); 7 – reaktor; 8 – zintegrowany zespół głowicy reaktora; 9 – stabilizator ciśnienia; 10 – sterownia bloku; 11 – pompy skroplin obiegu wtórnego; 12 – turbosespół (źródło: Westinghouse Electric Company).

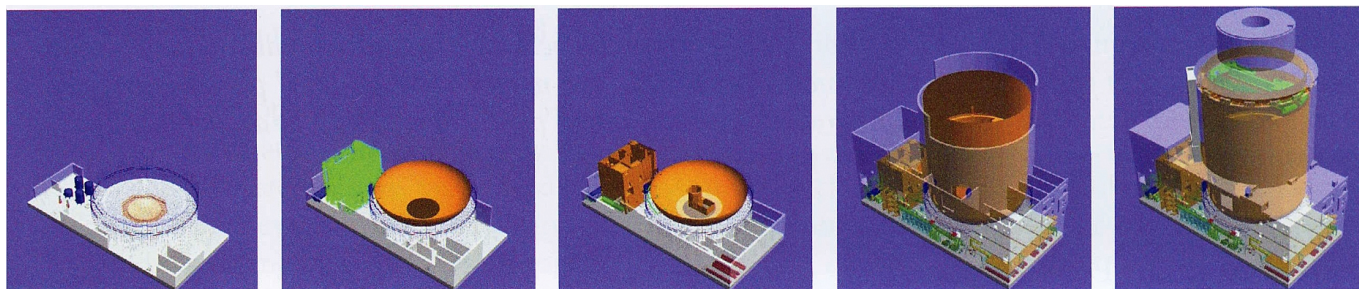
Fig. 7. Cross-section of the buildings of the AP1000 unit: 1 – nuclear fuel preparation building; 2 – external walls of the containment; 3 – internal steel containment vessel; 4 – PCCWST water tank; 5 – steam generator (2 pcs.); 6 – integrated reactor coolant pump (4 pcs.); 7 – reactor; 8 – integrated reactor head assembly; 9 – pressurizer; 10 – unit control room; 11 – secondary circuit condensate pumps; 12 – turbine and generator (source: Westinghouse Electric Company).

nej w technologii modułowej. Moduły zostały zaprojektowane w taki sposób, aby mogły być względnie łatwo przewożone transportem samochodowym – na platformach niskopodwoziowych holowanych ciągnikami siodłowymi i na barkach śródlądowych lub morskich. Maksymalne wymiary modułu przeznaczonego do transportu określono na 12 12 80 stóp (3,65 3,65 24,38 m), a masę na 80 ton. Oczywiście możliwy jest również transport

kolejowy z zachowaniem gabarytów przewożonego obiektu w limitach skrajni ładunkowej.

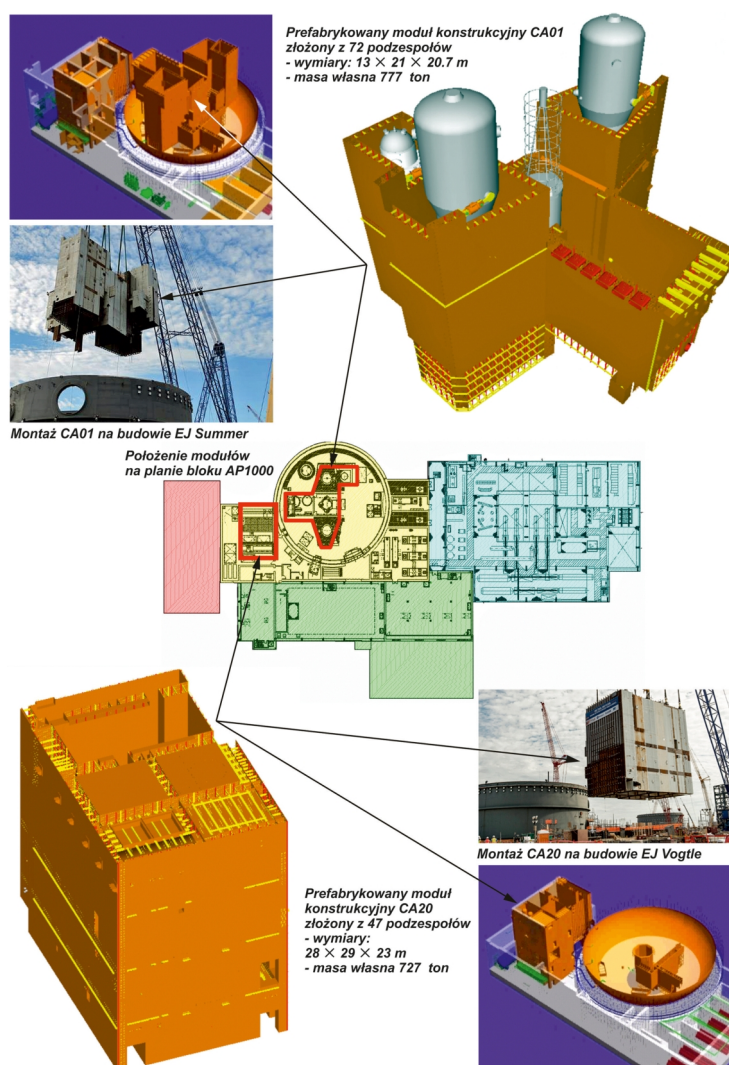
Na przykład w skład konstrukcji wyspy jądrowej wchodzi 137 modułów:

- główne moduły budowlane: 5 szt.
- zespoły konstrukcyjne: 80 szt.
- moduły z wyposażeniem mechanicznym 52 szt.



Rys. 8. Kolejne fazy modułowego montażu budynku wyspy jądrowej AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company).

Fig. 8. Subsequent phases of modular assembly of the AP1000 nuclear island building (source: Westinghouse Electric Company).



Rys. 9. Przykłady dużych modułów budowlanych CA01 i CA20 stanowiących istotne części wyspy jądrowej bloku AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company [7], opisy autora).

Fig. 9. Examples of large CA01 and CA20 construction modules constituting important parts of the nuclear island of the AP1000 unit (source: Westinghouse Electric Company [7], author's descriptions).

Prefabrykowane **moduły budowlane** (zob. przykłady na rys. 9) wykonywane są z konstrukcji przekładowej jako „sandwicz” z dwóch płyt stalowych scalonych łącznikami dystansującymi, pomiędzy które wlewany jest beton (tzw. szalunek tracony). Z elementów takich składa się np. moduł budowlany CA01 stanowiący konstrukcję wsporczo-osłonową głównych komponentów obiegu pierwotnego lub moduł CA20, również wchodzący w skład wyposażenia wewnętrznego wyspy jądrowej. Moduły te składane są z mniejszych podzespołów, a następnie opuszczane dźwigiem do wnętrza wznoszonego budynku.

Moduły z wyposażeniem mechanicznym (zob. przykłady na rys. 10) obejmują zarówno prefabrykowane zespoły z zabudowanymi na konstrukcjach wsporczych fabrycznie zamontowanymi elementami wyposażenia, jak np. rurociągami, zaworami i mniejszymi pompami, jak i kompletne większe pojedyncze urządzenia – jak np. duże pompy.

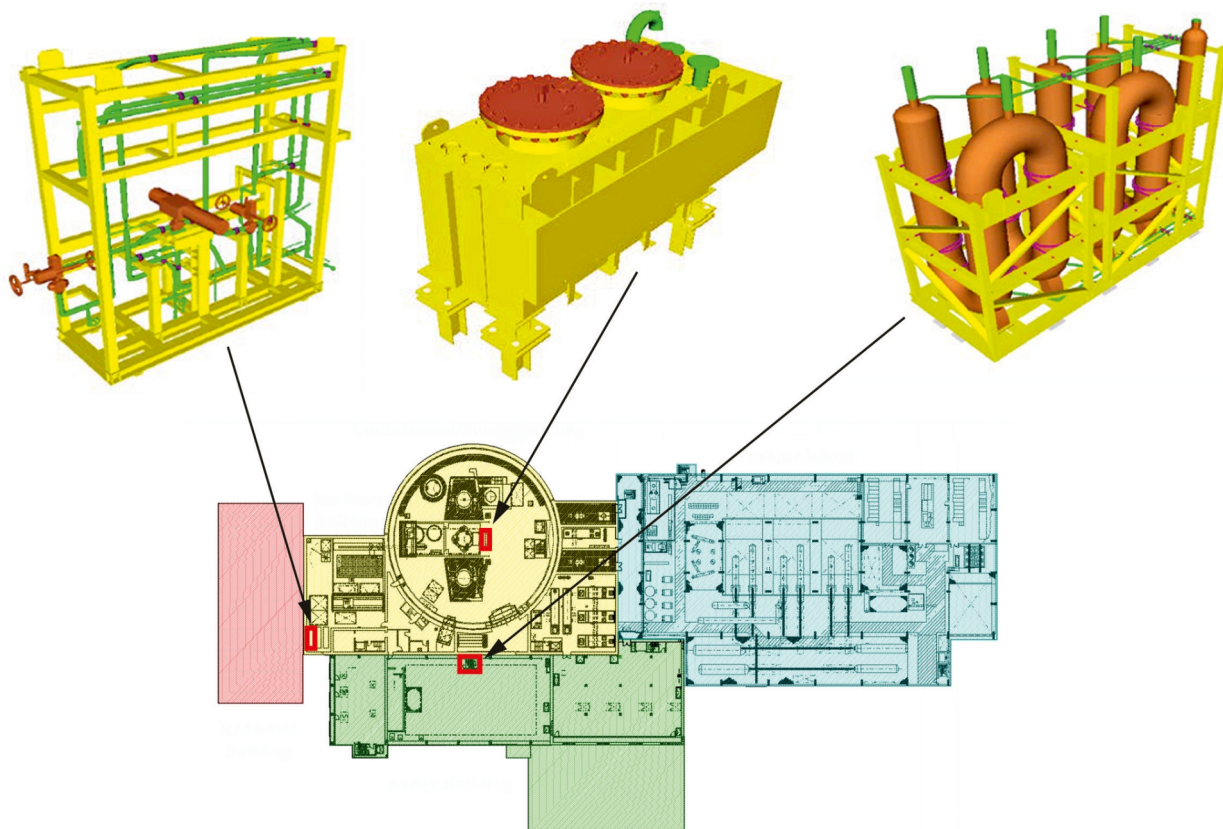
Wszystkie elementy obiegu pierwotnego umieszczone są wewnątrz budynku reaktorowego wyspy jądrowej – **obudowy bezpieczeństwa** (ang. *containment*), w której zabudowany jest reaktor i wszystkie elementy składowe

obiegu pierwotnego wraz z wewnętrznymi zbiornikami zapasu wody niezbędnymi dla funkcjonowania systemów bezpieczeństwa pasywnego (rys. 11). Zewnętrzne ściany budynku reaktorowego tworzą dwuwarstwowe metalowo-betonowe ściany o konstrukcji przekładowej (sandwicz) i grubości ścian ok. 0,9 m montowane z elementów prefabrykowanych (fot. 3). Wytrzymałość tej obudowy w założeniu ma zabezpieczać wnętrze reaktora przed przypadkowymi bądź zamierzonymi (atak terrorystyczny) uderzeniami statków latających (np. dużego samolotu transportowego) lub pocisków artyleryjskich i raketowych. Wewnątrz ścian osłony zewnętrznej znajduje się stalowa obudowa bezpieczeństwa o wysokości 65,6 m i wewnętrznej średnicy 39,6 m. Technologicznie dzieli się ona na dwie elipsoidalne kopuły: dolną i górną (fot. 4) oraz łączące je pierścienie boczne. Materiał konstrukcyjny stanowi stal typu SA738 Grade B. Grubość ścianek kopuł wynosi 41,3 mm, pierścieni bocznych 44,5 mm. W obudowie bezpieczeństwa znajduje się 39 przepustów mechanicznych (dla rurociągów), 29 przepustów elektrycznych (dla instalacji średnich i niskich napięć systemów pomiarowych i sterowania), dwie śluzy powietrzne dla personelu (fot. 5),

Moduł mechaniczny R216:
zespół zaworów systemu ciekłych odpadów promieniotwórczych (WLS)
- wymiary: $3,68 \times 1,247 \times 3,89$ m
- masa własna 2287 kg

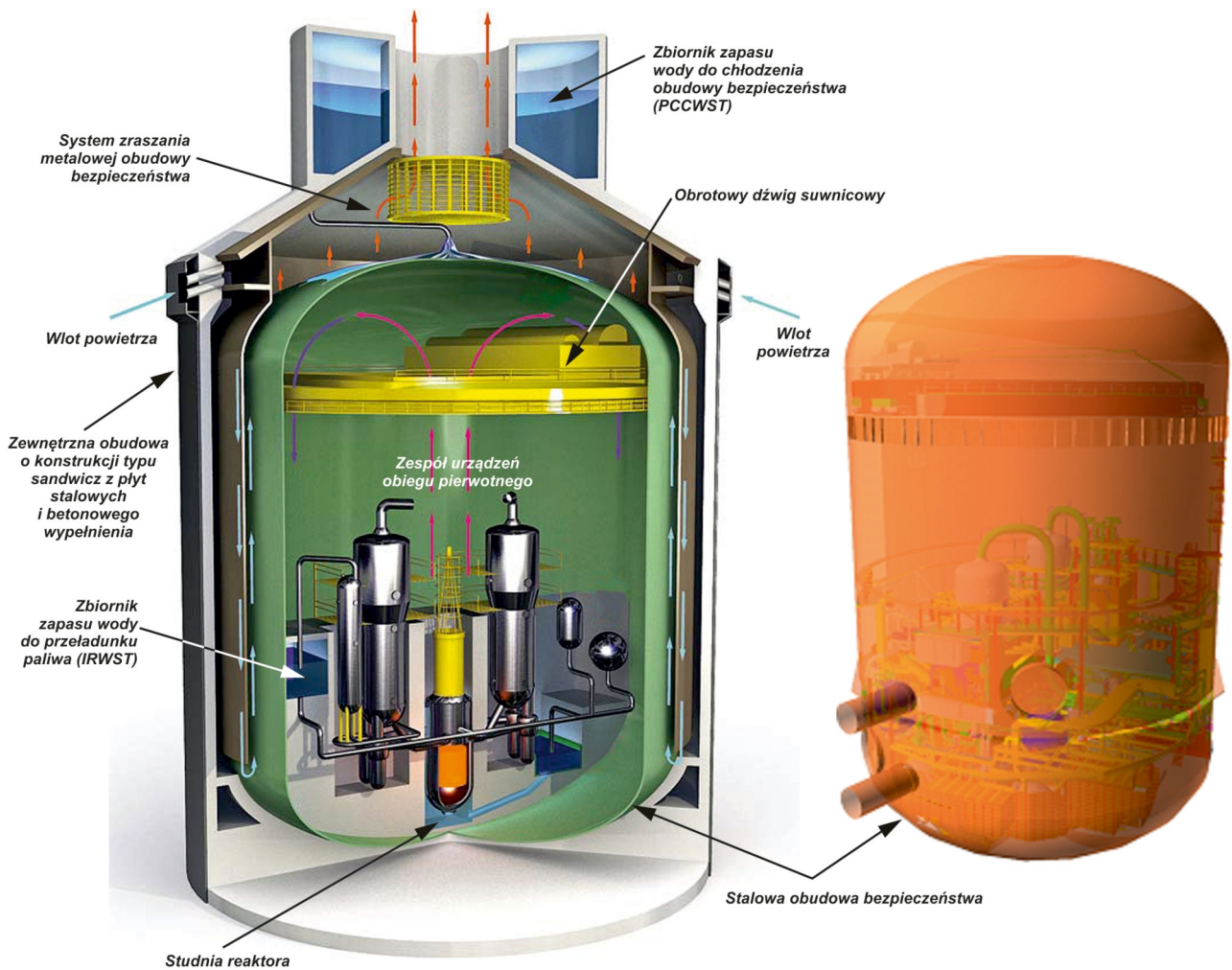
Moduł mechaniczny KQ11:
pompa ciekłych odpadów promieniotwórczych (WLS)
- wymiary: $2,79 \times 1,37 \times 1,24$ m
- masa własna 3927 kg

Moduł mechaniczny KB04:
zespół zabezpieczenia gazowych odpadów promieniotwórczych (WGS)
- wymiary: $4,62 \times 1,88 \times 4,55$ m
- masa własna 6902 kg



Rys. 10. Przykłady modułów mechanicznych R216, KQ11, KB06 stanowiących podzespoły systemów zabezpieczenia odpadów promieniotwórczych ciekłych (WLS) i gazowych (WGS) na terenie wyspy jądrowej (źródło: Westinghouse Electric Company [7], opisy autora).

Fig. 10. Examples of R216, KQ11, KB06 mechanical modules constituting components of liquid (WLS) and gaseous (WGS) radioactive waste protection systems on the nuclear island (source: Westinghouse Electric Company [7], author's descriptions).



Rys. 11. Konstrukcja budynku reaktorowego AP1000: na przekroju z lewej i wewnętrzną, stalową obudowę bezpieczeństwa mieszczącą urządzenia obiegu pierwotnego z prawej. Niebieskie strzałki pokazują kierunek ruchu powietrza chłodnego, zaś czerwone powietrza ogrzanego podczas odbioru ciepła od obudowy bezpieczeństwa w scenariuszu jego chłodzenia po wystąpieniu w jego wnętrzu awarii powodującej utratę chłodziwa (źródło: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

Fig. 11. Design of the AP1000 reactor building: cross-section on the left and the internal steel containment housing the primary circuit equipment on the right. The blue arrows show the flow direction of cool air, and the red arrows – direction of heated air when receiving heat from the containment in the scenario of malfunction causing loss of coolant (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).



Fot. 3. Przygotowanie prefabrykatów do budowy zewnętrznych ścian budynku reaktora bloku AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, [7]).

Photo 3. Preparation of prefabricated elements for the construction of external walls of the reactor building of the AP1000 unit (source: Westinghouse Electric Company, [7]).



Fot. 4. Opuszczanie dźwigiem górnej kopuły metalowej obudowy bezpieczeństwa budynku reaktorowego AP1000 bloku Vogtle 3 (źródło: Westinghouse Electric Company).

Photo 4. Crane is lowering the upper dome of the metal containment of the AP1000 reactor building of Vogtle Unit 3 with a crane (source: Westinghouse Electric Company).



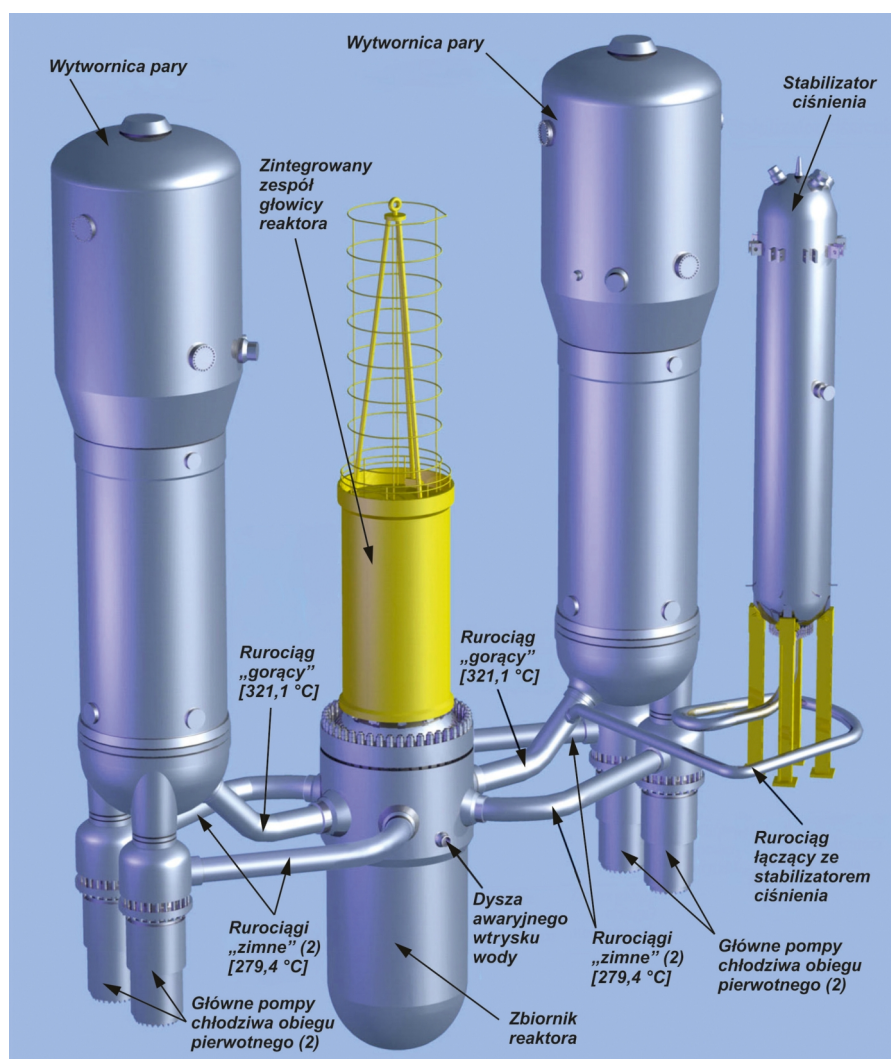
Fot. 5. Wnętrze wejściowej śluzy powietrznej do obudowy bezpieczeństwa w bloku Vogtle 3 (źródło: Georgia Power Company).

Photo 5. Interior of the entry airlock to the containment enclosure at Vogtle Unit 3 (source: Georgia Power Company).

2 luki wyposażeniowe (umożliwiające „wyjęcie” z wnętrza obudowy nawet największych elementów obiegu pierwotnego – wytwornic pary). Zbiornik *containmentu* odporny jest na nadciśnienie wewnętrzne do 508,12 kPa.

Podstawowe elementy **układu chłodzenia** reaktora AP1000 (obieg pierwotny) pokazane są na rysunku 12. Wydzielone w reaktorze w kontrolowanej reakcji łańcuchowej ciepło ogrzewa wodę w obiegu pierwotnym do temperatury 321,1°C. Reaktor dostarcza ją do dwóch wytwornic pary, gdzie następuje wymiana ciepła z obiegiem wtórnym. Woda o temperaturze obniżonej do 279,4°C powraca z wytwornic pary do reaktora. Za regulację ciśnienia w obiegu pierwotnym odpowiada zespół stabilizatora ciśnienia.

Zbiornik reaktora AP1000 konstrukcyjnie i wymiarowo jest bardzo podobny do analogicznych elementów stosowanych w reaktorach Westinghouse II generacji z trójpętlowym układem chłodzenia (zob. porównanie w tab. 2). Położenie króćców wlotowych i wylotowych obiegu pierwotnego zostało dopasowane do konfiguracji dwupętlowej. Reaktor AP1000 ma wysokość ok. 12 m. Zamknięty jest on w stalowej obudowie o kształcie cylindrycznym w dolnej części przechodzącym w półkolistą dennicę, wykonanej ze stali o grubości ścian ok. 80 mm.



Rys. 12. Podstawowe elementy układu chłodzenia – obiegu pierwotnego reaktora AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 12. Basic elements of the cooling system – primary circuit of the AP1000 reactor (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

Wewnętrzna średnica zbiornika reaktora w pobliżu rdzenia wynosi 3988 mm.

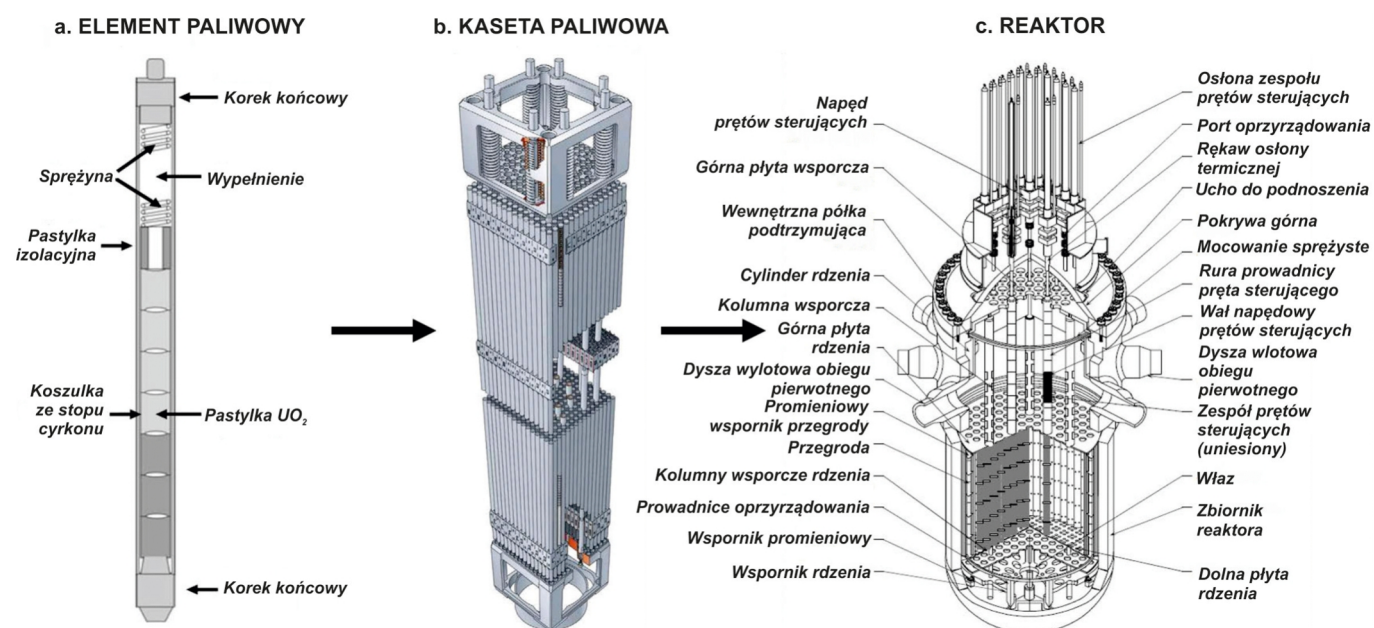
W skład **rdzenia** reaktora wchodzi 157 kaset paliwowych umieszczonych w standardowym dla Westinghouse'a planie siatki kwadratowej 17 x 17 gniazd przeznaczonych do wsuwania w nie kaset paliwowych. Dla porównania: w AP600 przewidziano użycie 145 kaset o niższej gęstości uzyskiwanej mocy. Wysokość aktywnej części rdzenia w AP1000 wynosi 4267 mm (14 stóp) i jest nieco większa niż w AP600: 3658 mm (12 stóp). Jest on zatem bardzo podobny do rdzenia reaktora II generacji w 3. bloku belgijskiej EJ Doel (producent: Westinghouse Electric; budowa w latach 1975–1982). Zastosowano osłonę rdzenia bardzo zbliżoną do użytej w bloku EJ Waterford 3 (Luizjana, USA; producent Combustion Engineering, budowa w latach 1974–1985). Rdzeń wyposażony jest w zestaw 53 prętów sterujących o pełnej zdolności regulacyjnej (tzw. *Black Rods*) i 16 prętów o zmniejszonej zdolności regulacyjnej (tzw. *Gray Rods*). Zespół urządzeń kontrolno-pomiarowych rdzenia został nabudowany w jego górnej części.

Każda z **kaset paliwowych** (rys. 13b) ma przekrój kwadratowy o wymiarach 214 214 mm. Pojedyncza kasetka zawiera 256 **elementów paliwowych** (rys. 13a). Każdy z nich wykonany jest z rurki ze stopu cyrkonowego o średnicy zewnętrznej 9,5 mm. Grubość koszulki cyrkonowej wynosi 0,57 mm. Wewnątrz elementu znajduje się paliwo jądrowe w formie pastylek z dwutlenku uranu (UO_2). Zawierają one lekko wzbogacony (2–4%) izotop uranu 235.

Podczas normalnej pracy reaktora w jego górnej części zainstalowany jest **zespół zintegrowanej głowicy IHA** (ang. *Integrated Head Package*) – zob. rys. 14. Zespół ten o wymiarach 6,10 6,10 12,2 m ma masę 74 673 kg.

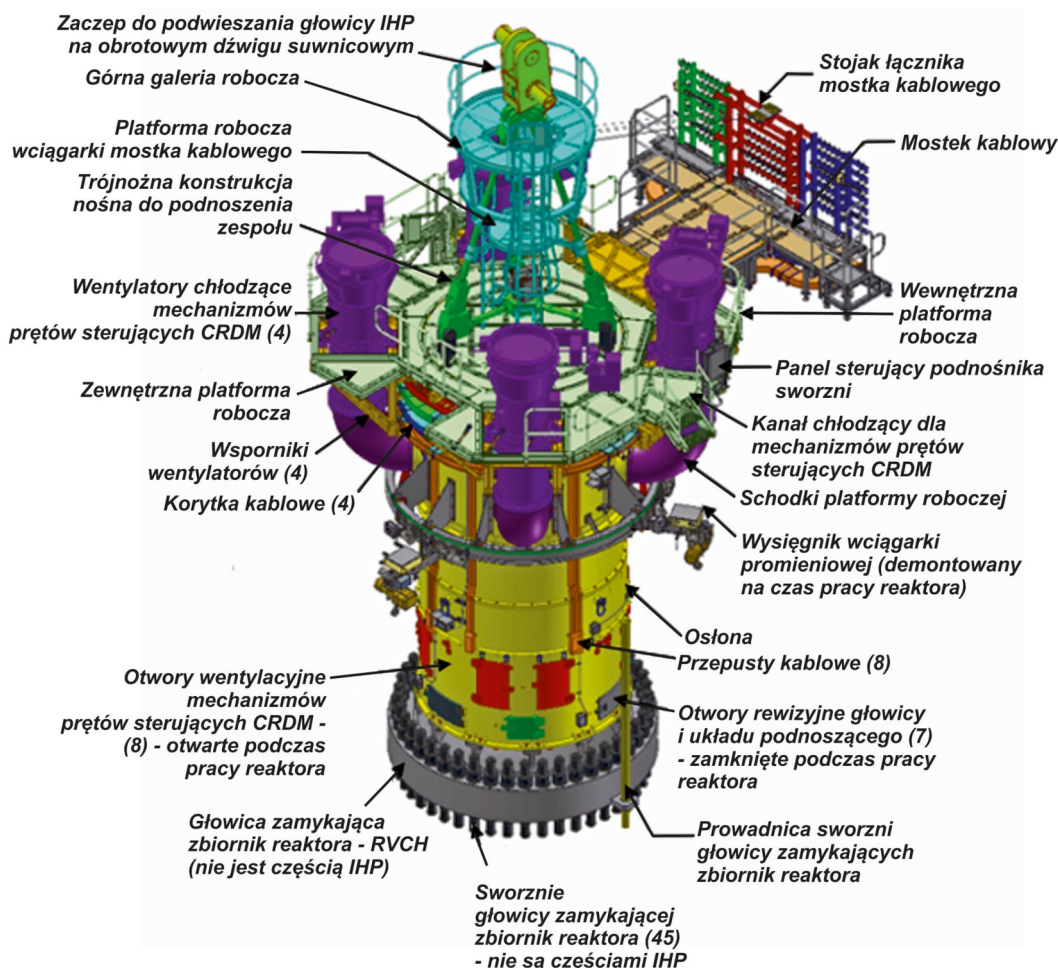
Zawiera on zespół napędów prętów sterujących (CRDM – ang. *Control Rod Drive Mechanism*) złożony m.in. z elektromagnesów krokowo podnoszących i opuszczających pręty sterujące. Zespół CRDM chłodzony jest powietrzem, którego ruch wymuszają cztery zabudowane na głowicy wentylatory. Na głowicy IHP zabudowany jest również system do demontażu/montażu 45 sworzni podczas operacji otwierania/zamykania górnej pokryw reaktora (RVCH – ang. *Reactor Vessel Closure Head*). Głowica IHA zaopatrzona jest w trójnożną konstrukcję nośną umożliwiającą jej podniesienie/opuszczenie za pomocą obrotowego dźwigu suwnicowego (ang. *polar crane*) zabudowanego w górnej części budynku reaktora.

W bloku AP1000 zastosowano dwie **wytwornice pary** typu Delta-125 (w AP600 zastosowano mniejsze wytwornice typu Delta-75) o wysokości 22,5 m – zob. rys. 15. Pomimo większych rozmiarów wytwornic Delta-125 możliwe było zmieszczenie ich w obudowie bezpieczeństwa o średnicy 39,6 m (średnica ta jest taka sama dla AP600 i AP1000). Woda obiegu pierwotnego przepływa przez 10 025 szt. rurek grzejnych o kształcie odwróconej o 180 stopni litery U. Łączna powierzchnia wymiany ciepła wynosi 11 600 m². Konstrukcja wytwornic bazuje na typowym dla Westinghouse’a rozwiązaniu Model-F, których ok. 80 sztuk znajduje się w eksploatacji komercyjnej w elektrowniach jądrowych w wielu krajach świata. Model-F odznacza się wysokim poziomem niezawodności wynikającym m.in. z zastosowania ulepszeń polegających na ekspansji hydraulicznej wiązek rur grzejnych na pełnej głębokości, płyt wsporczych ze stali nierdzewnej, odpornych na korozję rur ze stopu Inconel 690, udoskonalonych wsporników antywibracyjnych zwiększających odporność na zmęczenie materiału, a także ulepszonych pierwotnych i wtórnych separatorów wilgoci.



Rys. 13. Wewnętrzna budowa reaktora AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 13. Internal design of the AP1000 reactor (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).



Rys. 14. Zintegrowana głowica reaktora zawierająca m.in. zespół napędów prętów sterujących (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

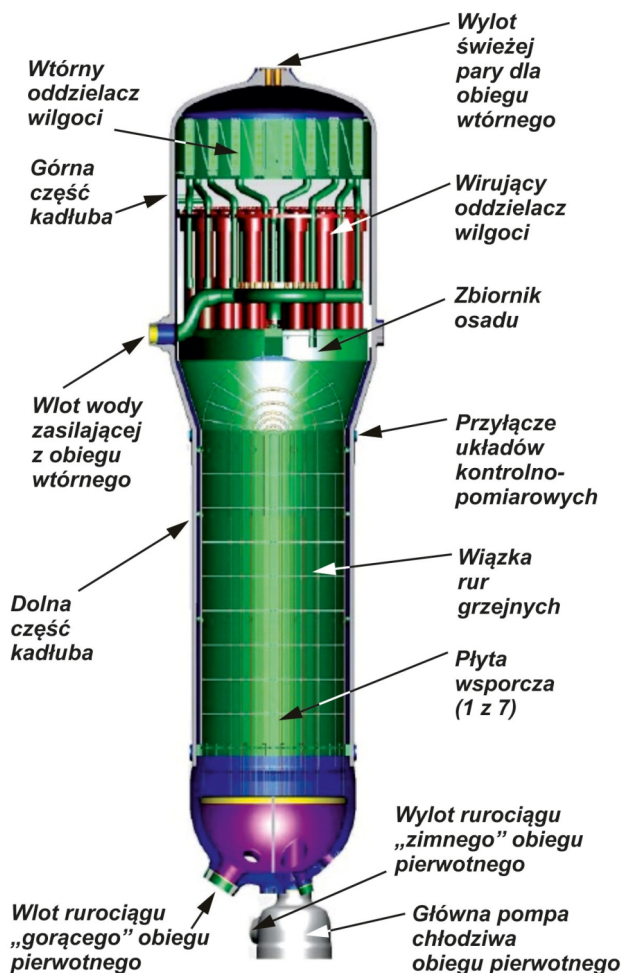
Fig. 14. Integrated Head Assembly (IHA) of the reactor containing, among others, control rod drive mechanisms (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

Do dolnej części każdej z wytwornic pary bezpośrednio na ich wylotach wody „zimnej” umocowane są dwie **pompy chłodziwa reaktora** (rys. 16) – RCP (ang. *Reactor Coolant Pump*), których zadaniem jest przetłaczanie wody chłodzącej przez rdzeń reaktora, rurociągi i wytwornice pary. Każda z pomp o znamionowej prędkości obrotowej 1800 obr./min wyposażona jest w napędzający ją silnik elektryczny zintegrowany z pozostałymi elementami w jeden agregat umieszczony we wspólnej obudowie. Pojęcie o wydajności pomp RCP daje parametr znamionowego natężenia przepływu wynoszący 4,97 m³/s. Zatem do przepompowania cieczy o objętości olimpijskiego basenu pływackiego (2500 m³) przez jedną pompę potrzebne jest zaledwie nieco ponad 8 minut.

Pompy ze zintegrowanym układem napędowym, od dość długiego czasu stosowane w systemach napędów jądrowych dla okrętów Marynarki Wojennej Stanów Zjednoczonych, stanowią nowość w cywilnej energetyce jądrowej. Nie były one stosowane w reaktorach II generacji, gdyż 30–40 lat temu ówczesne możliwości technologiczne wykluczały wyprodukowanie takich pomp o odpowiednich parametrach (moc, wydajność itp.) dla bloków energetyki zawodowej. Każdy z czterech silników pomp RCP zasilany jest z instalacji średniego napięcia przemien-

nego potrzeb własnych. W elektrowniach amerykańskich silniki pomp pracują na napięciu 6,9 kV i częstotliwości 60 Hz. W aplikacjach chińskich i projektowanych obecnie europejskich zachowana zostaje częstotliwość napięcia zasilającego 60 Hz uzyskiwana poprzez przemiennik częstotliwości ze źródła 50 Hz, w celu zachowania niezmiennego konstrukcji pomp niezależnie od częstotliwości napięcia sieciowego kraju zainstalowania. Pompy wyposażone są w koła zamachowe magazynujące energię kinetyczną ruchu obrotowego, co pozwala na „gładszą” pracę i zminimalizowanie zmiany natężenia przepływu w przypadku wystąpienia krótkotrwałej przerwy w zasilaniu silnika elektrycznego.

Pompy RCP zastosowane w AP1000 w warunkach pracy obiegu pierwotnego przy parametrach znamionowych pracują ze stałą prędkością. W stanach pracy, w których temperatura chłodziwa jest niższa, stosowana jest elektroniczna regulacja prędkości obrotowej pomp przetłaczających wodę o większej gęstości. Zastosowanie pomp zintegrowanych pozwoliło na znaczne uproszczenie pomocniczych elementów przepływowych oraz na wyeliminowanie kłopotliwych uszczelnień wału wymagających obsługi i uniknięcie potencjalnego ryzyka wynikającego z awarii uszczelnień. Integracja pomp z korpusami wytwor-



Rys. 15. Budowa wytwornicy pary typu Delta-125 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 15. Design of the steam generator type Delta-125 (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

nic pary uprościła całą konfigurację obiegu pierwotnego. Pozwoliła na zmniejszenie spadku ciśnienia w obiegu pierwotnym, uproszczenie fundamentów i konstrukcji wsporczych wytwornic pary i praktycznie wyeliminowała możliwość spadku poziomu chłodziwa w reaktorze powodującego wynurzenie części rdzenia podczas awarii polegającej na niewielkiej utracie wody z obiegu pierwotnego (ang. *small LOCA*).

Charakterystycznym elementem obiegu pierwotnego reaktora PWR jest **stabilizator ciśnienia** – pionowy, cylindryczny zbiornik ciśnieniowy połączony w dolnej części z rurociągiem „gorącym” wychodzącym z reaktora. Jego podstawowym zadaniem jest stabilizacja pracy obiegu (kompensowanie zmian objętości) i uniknięcie wrzenia w rdzeniu reaktora. W części dolnej stabilizatora, wypełnionej wodą, znajdują się rezystancyjne elementy grzejne, zaś w części górnej wypełnionej parą powyżej lustra wody, umieszczone są dysze natryskowe dostarczające wodę z rurociągu „chłodnego” obiegu pierwotnego. W zależności od zmian obciążenia uruchamiane są albo grzałki elektryczne, albo spryskiwacze dla skompensowania objętości chłodziwa i utrzymania ciśnienia na znamio-

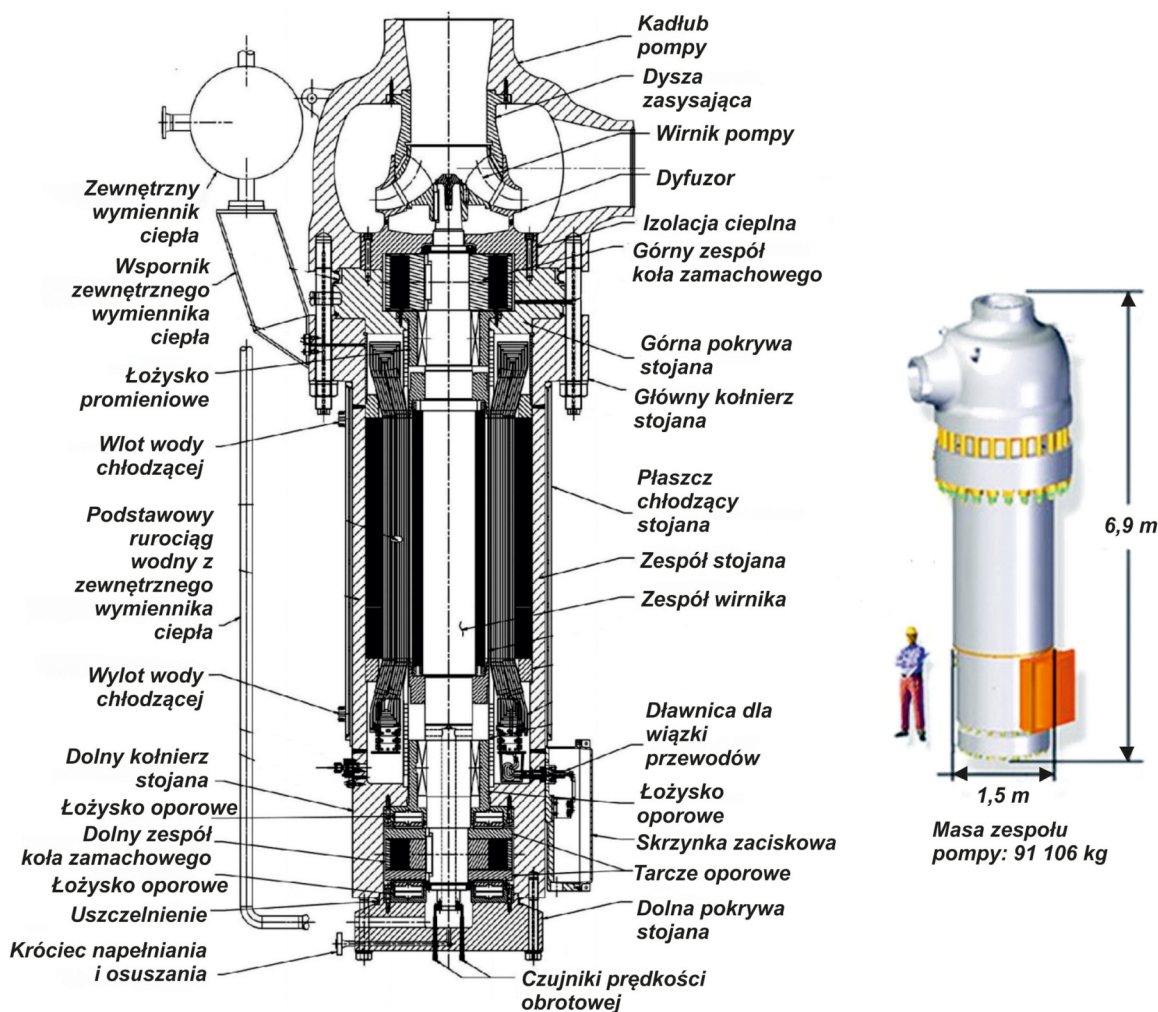
nowym poziomie. W AP600 zastosowano typowe stabilizatory ciśnienia używane wcześniej w około siedemdziesięciu innych blokach jądrowych produkcji Westinghouse na świecie. W AP1000 zastosowano powiększoną wersję stabilizatora o pojemności 59,5 m³. Ma on większą wysokość niż w AP600 z zachowaniem tej samej średnicy. W AP1000 udało się praktycznie przenieść rozwiązania techniczne stabilizatora ciśnienia i jego instalacji rurociągowych z AP600 z zachowaniem zbliżonych parametrów pracy.

Obieg wtórny bloku jądrowego z reaktorem AP1000 zasilany jest parą z dwóch wytwornic, w których następuje wymiana ciepła między obiegami pierwotnym i wtórnym. Poprzez główne rurociągi parowe para wodna obiegu wtórnego trafia do turbozespołu (rys. 17) zainstalowanego wewnątrz budynku maszynowego. Para kierowana jest najpierw do części wysokoprężnej turbiny. Tutaj w procesie rozprężania pary następuje zwiększenie udziału fazy wodnej. Dlatego w celu uniknięcia szkodliwych zjawisk erozyjno-korozyjnych niezbędne jest usuwanie wody w separatorach, a następnie przegrzewanie pozostałej pary parą świeżą. Odbywa się to w oddzielnikach wilgoci i podgrzewaczach międzystopniowych skąd para trafia do trzech stopni niskoprężnych turbiny pracujących na wspólnym wale ze wspomnianą wcześniej turbiną wysokiego ciśnienia i generatorem bloku. Po przejściu przez turbinę para jest skraplana w trzech głównych skraplaczach. Chłodzenie skraplaczy zapewnione jest poprzez wymianę ciepła z ich układami chłodzenia (CWS – ang. *Circulating Water System*) wykorzystującymi wodę z naturalnych zbiorników, chłodnie kominowe lub wentylatorowe. Uzyskany w skraplaczach kondensat jest podgrzewany i pompowany ponownie do wytwornic pary, domykając drogę obiegu wtórnego. W obu referencjach AP1000 w Chinach w lokalizacjach nadmorskich Sanmen i Haiyang zastosowano chłodzenie skraplaczy wodą morską, zaś w amerykańskiej elektrowni Vogtle znajdującej się w głębi lądu – chłodzenie w chłodniach kominowych.

Znamionowa prędkość obrotowa turbozespołu wynosi 1500 obr./min w przypadku współpracy z siecią o częstotliwości znamionowej 50 Hz i 1800 obr./min w przypadku 60 Hz. We wszystkich czterech blokach AP1000 zbudowanych w ChRL zastosowano turbozespoły 50-hercowe konstrukcji Mitsubishi Heavy Industries, zaś w blokach AP1000 Vogtle 3 i 4 użyto 60-hercowe turbozespoły firmy Toshiba.

Cechy bezpieczeństwa bloku jądrowego AP1000

Zdaniem ekspertów, spośród wszystkich dostępnych na rynku światowym reaktorów generacji III/III+, konstrukcja AP1000 w najpełniejszy sposób realizuje postulaty



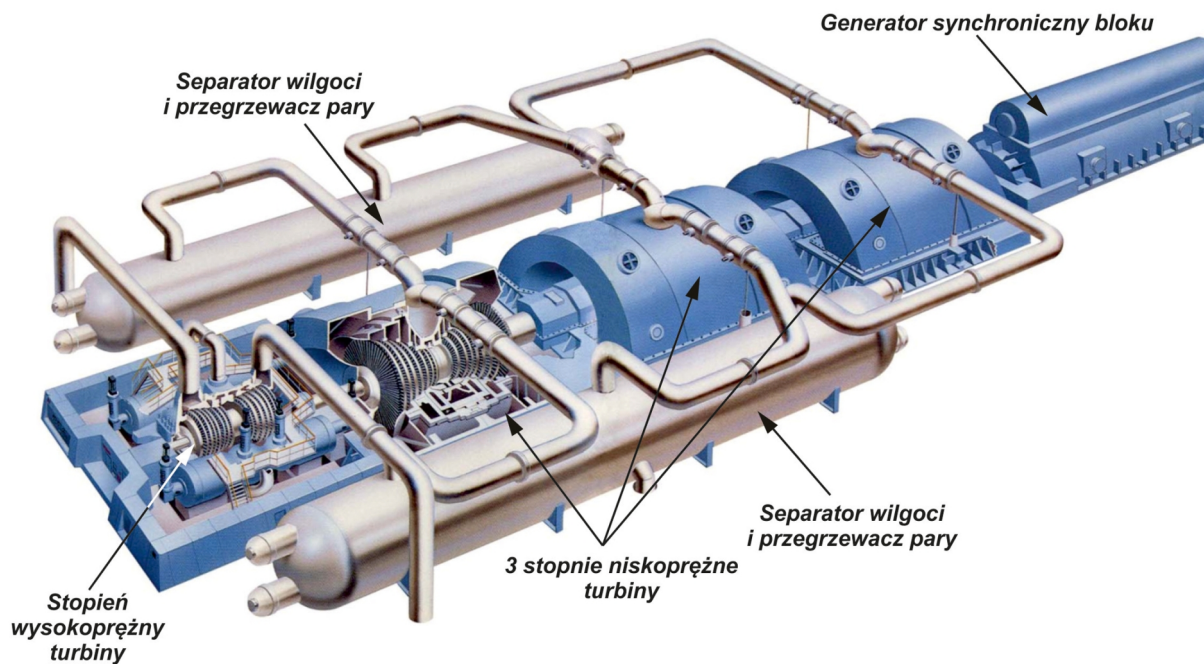
Rys. 16. Budowa zintegrowanej głównej pompy chłodziwa reaktora. W obiegu pierwotnym AP1000 pracują cztery takie jednostki – po dwie podwieszone pod każdą z wytwornic pary. Z prawej porównanie rozmiarów urządzenia z sylwetką człowieka (źródło: Curtiss Wright, opisy autora).

Fig. 16. Design of the integrated main reactor coolant pump. Four such units operate in the AP1000 primary circuit – two suspended under each of the steam generators. On the right, a comparison of the pump dimensions with a human figure (source: Curtiss Wright, author's descriptions).

bezpieczeństwa pasywnego, zgodnie z wytycznymi Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej i krajowych agencji dozoru jądowego Stanów Zjednoczonych, ChRL i Wielkiej Brytanii, które dokonały przeglądu tej konstrukcji pod kątem jej certyfikacji. Bezpieczeństwo pasywne wprowadzone w generacji III/III+ funkcjonalnie znacznie przewyższa rozwiązania systemów bezpieczeństwa, stosowane w generacji II, zapewniając większe uproszczenie ich konstrukcji w celu podwyższenia niezawodności działania.

Konstrukcja bloku jądowego AP1000 zapewnia wiele poziomów ochrony w celu łagodzenia skutków wypadków zgodnie z filozofią **obrony w głąb** (ang. *defense-in-depth*), co skutkuje wyjątkowo niskim prawdopodobieństwem uszkodzenia rdzenia reaktora, minimalizując jednocześnie prawdopodobieństwo wystąpienia potencjalnych zdarzeń awaryjnych o rozmaitych scenariuszach prowadzących do zalania wnętrza obudowy bezpieczeństwa a także znacznego przyrostu ciśnienia i temperatury w jej wnętrzu. Ochrona w głąb stanowi integralną część rozwiązań projektowych AP1000. Kluczowe aspekty do realizacji postulatów obrony w głąb to:

- **Stabilna praca bloku elektrowni.** Podczas normalnej eksploatacji najbardziej podstawowy poziom obrony w głąb zapewnia stabilna i niezawodna praca bloku elektrowni w zakresie znamionowych parametrów użytkowych. Stanowi ona konsekwencję odpowiedniego doboru materiałów konstrukcyjnych, zapewnienia jakości na etapie projektowania i budowy obiektu, odpowiedniego poziomu wyszkolenia operatorów bloku, użycia nowoczesnego systemu sterowania i poszczególnych instalacji, które wspólnie zapewniają znaczny margines przed osiągnięciem limitów bezpieczeństwa.
- **Bariery fizyczne wynikające z konstrukcji wyspy jądowej bloku elektrowni.** Są one jednymi z najbardziej rozpoznawalnych aspektów ochrony otoczenia elektrowni jako obiektu jądowego – tj. zabezpieczenia zamieszkujących w pobliżu społeczności ludzkich oraz środowiska naturalnego. Kolejne bariery dla potencjalnego uwalniania promieniowania pochodzącego od paliwa jądowego stanowią: osłona ceramiczna pastylki paliwowej, płaszcz koszulki paliwowej, stalowe ściany



Rys. 17. Przykładowa konfiguracja turbozespołu bloku AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 17. Example configuration of the AP1000 unit turbine and generator (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

ciśnieniowego zbiornika reaktora oraz stalowe i stalo-betonowe ściany ciśnieniowej obudowy bezpieczeństwa.

- **Systemy zapewniające bezpieczeństwo pasywne:** systemy i urządzenia związane z bezpieczeństwem bloku AP1000 są wystarczające do automatycznego zapewnienia i utrzymania integralności chłodzenia rdzenia reaktora i obudowy bezpieczeństwa przez znaczny okres czasu po wystąpieniu awarii projektowych, z założeniem najbardziej ograniczającej pojedynczej awarii, braku działania operatora bloku oraz braku zasilania prądem przemiennym zarówno z zewnętrznych sieci energetyki zawodowej (ang. *offsite AC power*), jak i miejscowego zasilania z własnych agregatów prądotwórczych bloku (ang. *onsite AC power*).
- **Dodatkowe zróżnicowanie rozwiązań technicznych systemów związanych z bezpieczeństwem.** Dodatkowy poziom ochrony zapewniany jest poprzez różnorodne funkcje łagodzące w pasywnych systemach związanych z bezpieczeństwem jądrowym. Różnorodność ta występuje na przykład w funkcji odprowadzania ciepła powyłłączeniowego. Pasywny wymiennik ciepła odprowadzający ciepło powyłłączeniowe (PRHR HX – ang. *Passive Residual Heat Removal Heat eXchanger*) stanowi w stanie przejściowym zabezpieczenie służące do schłodzenia czynnika w obiegu pierwotnym reaktora. W przypadku wystąpienia wielokrotnych awarii na ścieżce przepływu czynnika chłodzącego w układzie PRHR HX obrona w głąb zapewniona jest poprzez grawitacyjne wtryskiwanie wody borowej do obiegu pierwotnego oraz realizację funkcji automatycznego zrzutu ciśnienia, co również przyczynia się do odbioru ciepła powyłłączeniowego.

- **Systemy niezwiązane z bezpieczeństwem.** Następnym poziomem obrony w głąb jest dostępność określonych systemów niezwiązanych z bezpieczeństwem, pozwalających zmniejszyć ryzyko wystąpienia zdarzeń prowadzących do uszkodzenia rdzenia reaktora. W przypadku bardziej prawdopodobnych zdarzeń te wysoce niezawodne systemy niezwiązane z bezpieczeństwem uruchamiają się automatycznie, zapewniając pierwszy poziom ochrony w celu zmniejszenia prawdopodobieństwa niepotrzebnego uruchomienia i działania pasywnych systemów bezpieczeństwa.
- **Ograniczenie awarii rdzenia do objętości wnętrza zbiornika reaktora.** Konstrukcja reaktora AP1000 zapewnia operatorom możliwość zrzutu wody ze zbiornika IRWST do wnętrza reaktora w przypadku odsłonięcia rdzenia i jego stopienia. Zapobiega to uszkodzeniu zbiornika reaktora i mogącego wystąpić w jego następstwie wydostania się resztek stopionego rdzenia do wnętrza obudowy bezpieczeństwa. Zatrzymanie resztek zniszczonego rdzenia wewnątrz zbiornika daje dużą pewność uniknięcia uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa i tym samym uwolnienia substancji radioaktywnych do środowiska.

Opisane POWYŻEJ funkcje obrony w głąb przyczyniają się do znaczącego podwyższenia bezpieczeństwa bloku jądrowego AP1000. Dzięki nim nie powinno wystąpić żadne istotne uwolnienie materiałów promieniotwórczych z wnętrza obudowy bezpieczeństwa w czasie 100 godzin od uszkodzenia rdzenia, zakładając że nie zostały podjęte żadne działania zaradcze. Daje to niezbędny czas na akcję ograniczającą skutki awarii i zapobieganie zagrożeniu integralności obudowy bezpieczeństwa. Częstość poważnych uwolnień dla AP1000 określona w probabilistycznych

ocenach ryzyka PRA (ang. *Probabilistic Risk Assessments*) wynosi $1,95 \cdot 10^{-8}$ na reaktoro-rok, co jest wartością znacznie mniejszą od poziomu osiągniętego dla bloków jądrowych II generacji.

Pasywne systemy bezpieczeństwa nie wymagają żadnych działań operatora bloku po wystąpieniu awarii projektowej w celu ograniczenia jej skutków w znacznym okresie czasu (co w dużym stopniu eliminuje wpływ tzw. czynnika ludzkiego). Podstawą działania systemów pasywnych są naturalne zjawiska fizyczne bazujące na wykorzystaniu sił grawitacji, naturalnej cyrkulacji płynów i gazów, energii sprężonego gazu i innych. Nie wykorzystują one w procesie opanowania awarii urządzeń wymagających zapewnienia zasilania w energię elektryczną: pomp, wentylatorów, aktywnych systemów chłodzenia i itp. Uruchomienie systemów pasywnych polega w większości przypadków na zadziałaniu niewielkiej liczby zaworów, które, co więcej, samoczynnie ustawiają się w pozycji bezpiecznej po utracie zasilania lub otrzymaniu sygnału aktywującego systemy bezpieczeństwa. Minimum niezbędnego zasilania elektrycznego są w stanie zapewnić cztery niezależne systemy baterii akumulatorów prądu stałego do zapewnienia dostawy energii elektrycznej dla aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki oraz np. sterowania zaworów z siłownikami elektrycznymi bądź inicjowania zadziałania zaworów z ładunkami pirotechnicznymi.

Pasywne systemy bezpieczeństwa nie wymagają zastosowania rozbudowanej sieci aktywnych systemów wspierających bezpieczeństwo bloku jądrowego charakterystycznych dla bloków jądrowych generacji II, takich jak zasilanie prądem przemiennym z sieci energetyki zawodowej lub miejscowych agregatów prądotwórczych, systemy ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji i dostawy wody chłodzącej spoza elektrowni. W konsekwencji te systemy wsparcia nie są już niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i mogą zostać uproszczone lub nawet częściowo wyeliminowane.

W skład systemów bezpieczeństwa pasywnego bloku AP1000 wchodzi:

- pasywny system chłodzenia rdzenia (PXS – ang. *passive core cooling system*);
- pasywny system chłodzenia obudowy (PCS – ang. *passive containment cooling system*);
- system zapewnienia bezpiecznych warunków przebywania personelu w sterowni głównej bloku (VES – ang. *main control room emergency habitability system*);
- funkcja odizolowania obudowy bezpieczeństwa (CNS – ang. *containment isolation function*);
- pasywny system zasilania prądu stałego klasy 1E (IDS – ang. *passive 1E DC power system*);
- pasywna kontrola odczynu pH wody ściekowej z obudowy bezpieczeństwa (ang. *passive containment sump water pH control*);
- pasywne chłodzenie oprzyrządowania klasy 1E i systemów sterowania przez strukturę budynku elektrowni

(ang. *passive cooling of 1E instrumentation and control areas by the plant structure*).

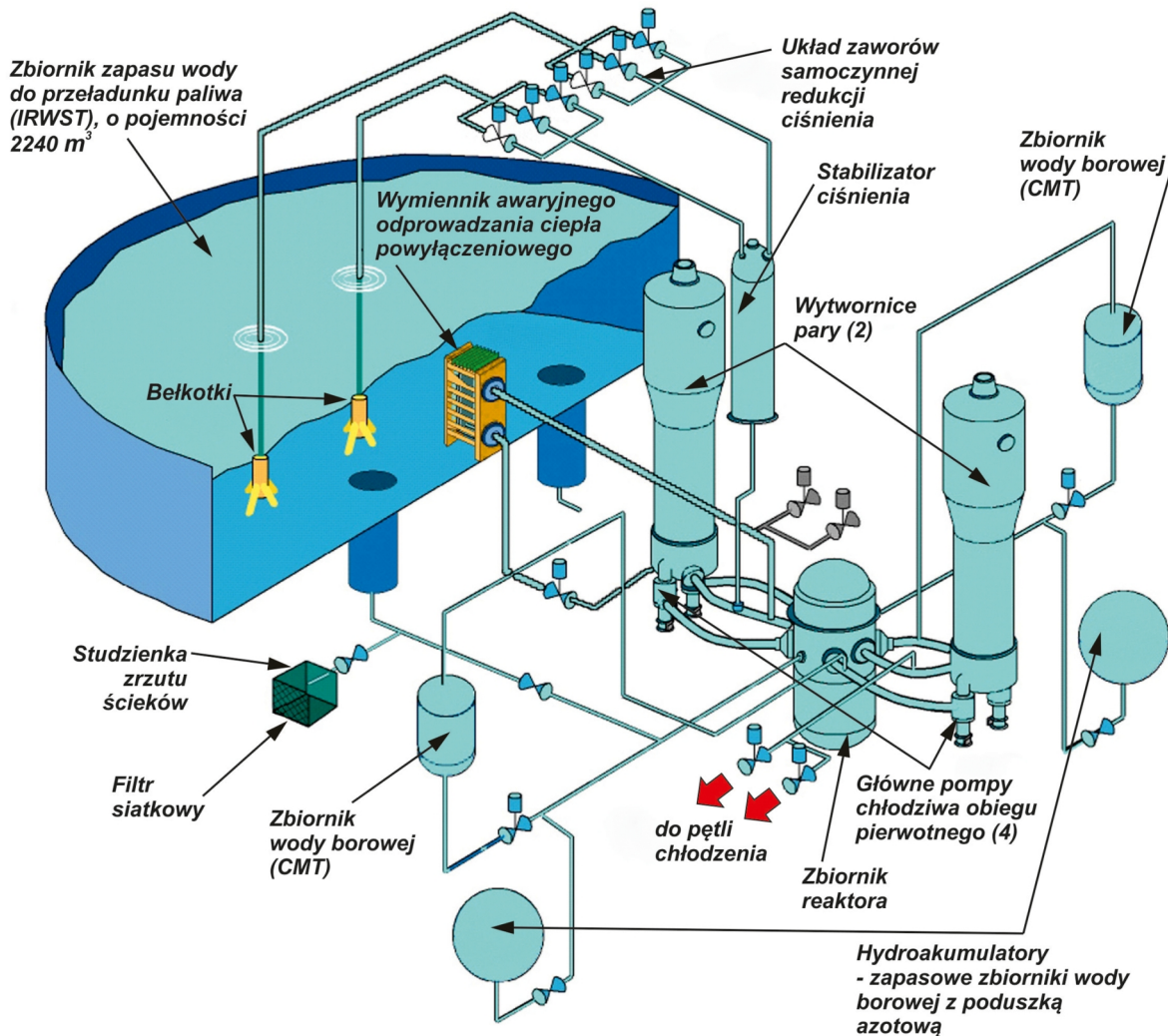
Spośród wszystkich dostępnych na rynku reaktorów generacji III/III+ w istocie tylko AP1000 wyposażony został w **system zapasowego chłodzenia działający w pełni na zasadzie bezpieczeństwa pasywnego**. Rozwiązania tych systemów występujące w innych współczesnych konstrukcjach oferowanych na rynku światowym mają charakter mniej lub bardziej „ewolucyjny” wobec rozwiązań stosowanych już w reaktorach generacji II. Podniesienie ich niezawodności bazuje bowiem na zastosowaniu zwielokrotnionych układów aktywnych (3- lub 4-krotnie) oraz dodatkowych układów pasywnych przeznaczonych do opanowania i łagodzenia skutków awarii poważniejszych niż projektowe, w tym awarii ciężkich.

Zasadniczą regułą bezpieczeństwa pasywnego jest wykorzystanie rozwiązań technicznych bazujących na naturalnych zjawiskach związanych z cyrkulacją czynnika chłodzącego – tj. naturalnej konwekcji, kondensacji pary wodnej, odparowywania wody, wtrysku wody wytłaczanej ze zbiornika zakumulowanym ciśnieniem poduszki azotowej oraz grawitacyjnego zrzutu wody. Podstawowym imperatywem jakim kierowali się konstruktorzy systemów chłodzenia awaryjnego AP1000, było uniezależnienie się od bieżącej dostępności energii elektrycznej lub mechanicznej (np. braku zasilania z sieci energetyki krajowej, a także braku dostawy energii z własnych agregatów prądotwórczych bloku jądrowego). Dodatkowo stosowane są rozwiązania o wysokiej pewności działania w sytuacjach awaryjnych, takie jak: akumulatory elektrochemiczne zasilające układy sterowania czy też zawory aktywowane eksplozjami mikroładunków wybuchowych.

Awaryjne układy chłodzenia rdzenia reaktora są uruchamiane jedynie w sytuacjach, w których niewystarczające okażą się systemy „pierwszej linii obrony” (systemy niezaliczane do układów bezpieczeństwa). W blokach jądrowych drugiej generacji system awaryjnego chłodzenia reaktora bazował na zwielokrotnionych pętlach chłodzenia, w których przepływ chłodziwa – wody borowej, wymuszany jest pompami elektrycznymi – czyli tzw. aktywnych układów chłodzenia. Ich zwielokrotnienie było prostą metodą podwyższenia niezawodności systemów bezpieczeństwa.

Zgodnie z wymaganiem U.S. NRC nawet podczas najcięższej awarii polegającej na utracie chłodziwa z obiegu pierwotnego reaktora (LOCA – ang. *Loss of Coolant Accident*) pasywne systemy awaryjne reaktora są w stanie schładzać go w ciągu 72 godzin przy całkowitym braku zasilania elektrycznego potrzeb własnych bloku z własnych agregatów prądotwórczych lub z zewnątrz bloku.

Układy awaryjnego chłodzenia reaktora AP1000 (rys. 18) bazują na dostarczaniu do reaktora wody borowej w zależności od stanu awaryjnego jaki wystąpił w obiegu



Rys. 18. Układy awaryjnego chłodzenia rdzenia reaktora zainstalowane wewnątrz obudowy bezpieczeństwa AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 18. Emergency cooling systems for the reactor core installed inside the AP1000 containment (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

pierwotnym. Możliwe jest dostarczenie chłodziwa (wody borowej) z trzech różnych źródeł, wykorzystując trzy różne mechanizmy fizyczne:

- **Dwa zbiorniki wody borowej CMT** – (ang. *Core Makeup Tanks*) o pojemności ok. 71 m³ każdy służą do wyrównywania poziomu wody w rdzeniu reaktora. Umieszczone w górnej części zbiorników króćce wylotowe połączone są z rurociągami „zimnymi” obiegu pierwotnego. Z kolei króćce w dolnej części zbiorników połączone są z króćcem wtrysku wody do reaktora. Stąd poprzez pierścieniową szczelinę woda opada na spód rdzenia. Woda z „zimnej” gałęzi obiegu pierwotnego jest znacznie cieplejsza od wody w zbiorniku CMT, ekspanduje zatem do jego wnętrza, powodując wytłaczanie wody ze zbiornika przez jego dolny króćciec do reaktora. W przypadku obecności pary wodnej w gałęzi „zimnej” obiegu pierwotnego to właśnie ona przejmuje rolę czynnika wymuszającego przetłaczanie wody ze zbiorników CMT do reaktora. Aktywowanie awaryjnego wtrysku wody borowej ze zbiorników CMT następuje

jako pierwsze, w przypadku wystąpienia małego wycieku chłodziwa z obiegu pierwotnego.

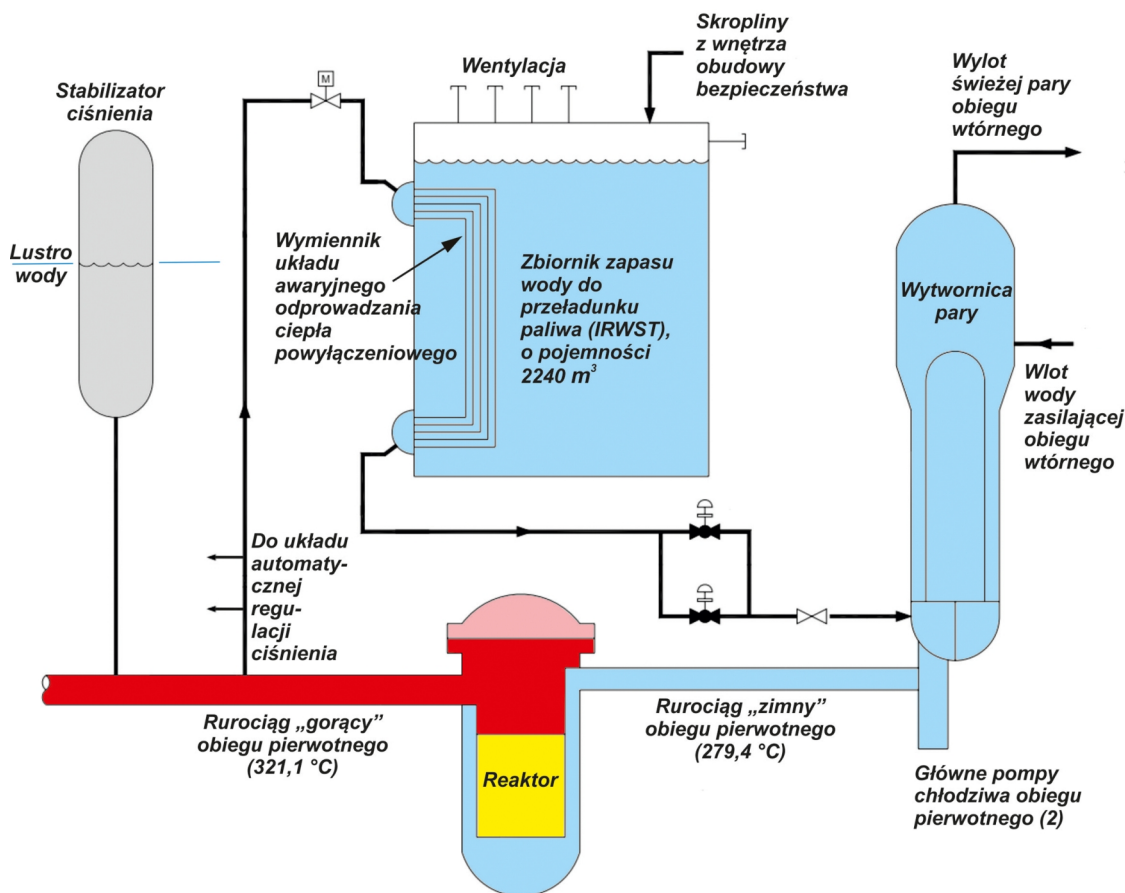
- **Dwa hydroakumulatory** – zbiorniki o kształcie sferycznym wypełnione w 85% objętości roztworem wody borowej. W pozostałych 15% objętości na powierzchni wody znajduje się poduszka gazowa ze sprężonego azotu pod ciśnieniem 4,9 MPa. Spadek nadciśnienia w reaktorze poniżej 4,9 MPa powoduje otwarcie zaworów zwrotnych i wypływ wody borowej do reaktora. Głównym zadaniem systemu wykorzystującego szybką reakcję hydroakumulatorów są poważne awarie obiegu pierwotnego skutkujące szybką utratą ciśnienia.
- **Zbiornik zapasu wody do przeładunku paliwa (IRWST** – ang. *In-containment Refueling Water Storage Tank*) o pojemności ok. 2240 m³ umieszczony jest wewnątrz budynku wyspy jądrowej, powyżej rurociągów obiegu pierwotnego. Zawiera on wodę wykorzystywaną do zalania studni reaktora i utworzenia basenu do przeładunku paliwa jądrowego podczas wykonywanej

co ok. 1,5 roku operacji odstawienia bloku w celu częściowej wymiany paliwa jądrowego. W AP1000 jego duża pojemność została wykorzystana do umieszczenia w nim wymiennika ciepła (PRHR HX), a także wykorzystania jako źródła wody dla systemów wtrysku bezpieczeństwa i do niskociśnieniowego grawitacyjnego uzupełniania chłodziwa reaktora ze względu na umiejscowienie zbiornika powyżej rurociągów obiegu pierwotnego. Otwarcie dopływu wody ze zbiornika IRWST może w sytuacji awaryjnej nastąpić poprzez zawory aktywowane mikroładunkami wybuchowymi ustawionymi szeregowo z zaworami zwrotnymi.

Wymienione powyżej trzy źródła wody borowej podłączone są do dwóch dysz wtrysku wody do wnętrza zbiornika reaktora. Wszystkie omówione zbiorniki i systemy rurociągów znajdują się we wnętrzu obudowy bezpieczeństwa. Jak już wspomniano, projektantom tych systemów udało się całkowicie wyeliminować konieczność pracy pomp, dzięki czemu awaryjne schładzanie rdzenia reaktora może się odbywać przy braku zasilania elektrycznego z zewnątrz budynku reaktora. Do sterowania zaworów wystarcza zasilanie stałoprądowe z baterii akumulatorów.

W skład systemu awaryjnego chłodzenia rdzenia wchodzi następujące układy przeznaczone do odbioru ciepła z obiegu pierwotnego:

- **Układ pasywnego odprowadzania ciepła powyłączeniowego** (ang. *Passive Decay Heat Removal* – patrz rysunek 18) bazujący na wykorzystaniu wymiennika ciepła zainstalowanego wewnątrz zbiornika zapasu wody IRWST. Wymiennik ten, całkowicie odstawiony podczas normalnego ruchu bloku, ma za zadanie odbiór ciepła z obiegu pierwotnego reaktora, bazując na naturalnej – nie wymuszonej pompami cyrkulacji czynnika chłodzącego. W przypadku zaburzenia normalnej pracy obiegu pierwotnego – np. na skutek awarii głównej pompy chłodziwa otwarty zostaje zawór na rurociągu obwodu awaryjnego, dostarczając wodę z rurociągu „gorącego” obwodu pierwotnego do wymiennika ciepła w zapasowym zbiorniku wody. Woda gorąca unosi się do góry i ulega schłodzeniu w wymienniku ciepła. Schłodzona w wymienniku woda dostarczana jest z jego wylotu do kolektora wylotowego wytwornicy pary, a następnie ponownie do wnętrza reaktora. Para powstała w zbiorniku IRWST skrapla się na ścianach obudowy bezpieczeństwa, a dalej zbierana jest przez odpowiedni układ i ponownie kierowana do zbiornika.
- **Układ pasywnego wtrysku wody borowej** (ang. *Passive Safety Injection*) wykorzystuje opisane powyżej zbiorniki CMT (rys. 19). Króćce w górnych częściach obu zbiorników połączone są rurami z rurociągiem



Rys. 19. Układ pasywnego odprowadzania ciepła powyłączeniowego (źródło: Westinghouse Electric, Company, opisy autora).

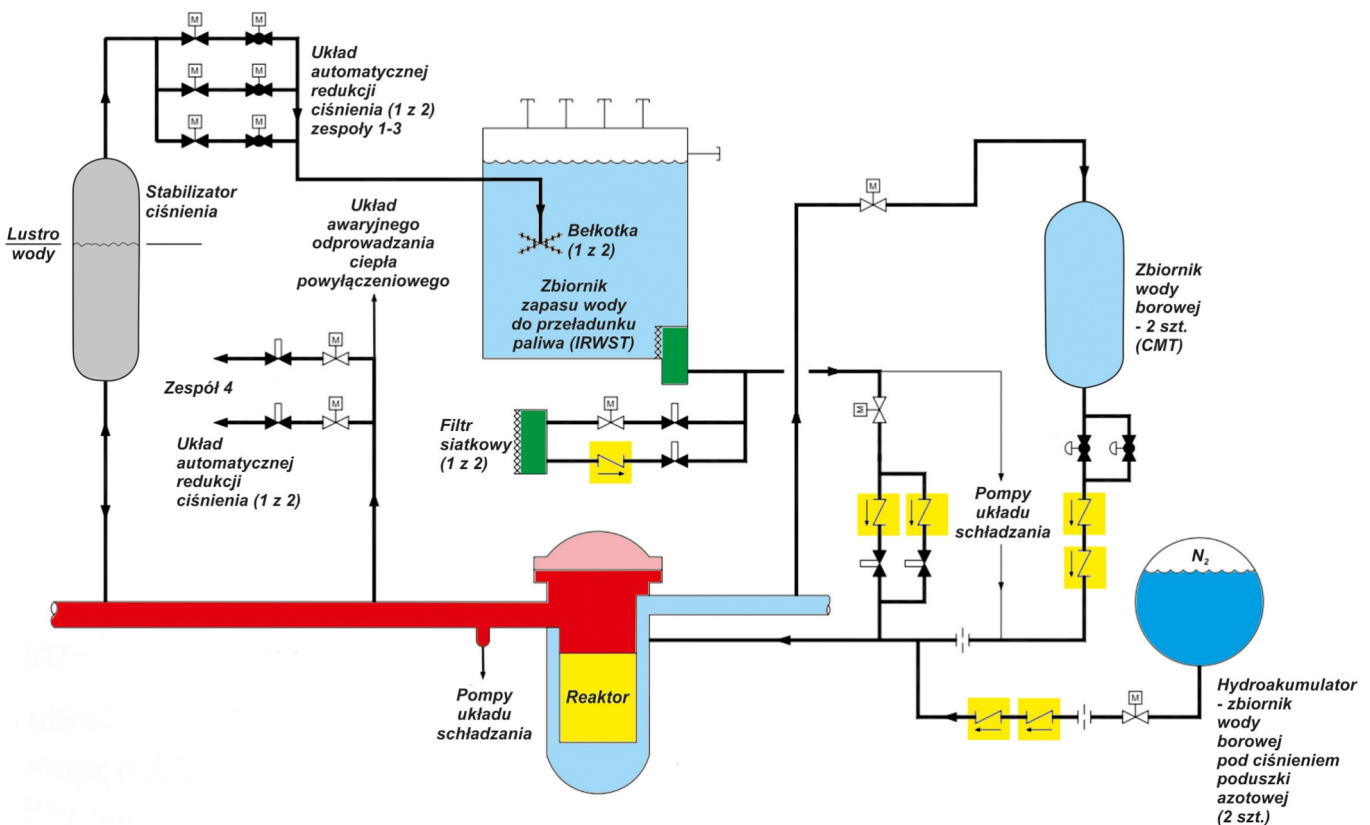
Fig. 19. Passive residual heat removal system (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

„zimnym” obiegu pierwotnego. Zawory wlotowe do zbiorników CMT w normalnym stanie pracy pozostają otwarte, zatem znajdują się one pod ciśnieniem panującym w obiegu pierwotnym. Zawory wylotowe ze zbiorników pozostają zamknięte, dzięki czemu w gałęzi tej przy normalnej pracy nie ma cyrkulacji wody. Sygnałem do aktywowania pasywnego wtrysku wody borowej – otwarcia ich zaworów wylotowych jest osiągnięcie dolnej granicznej wartości poziomu wody w stabilizatorze ciśnienia. Następuje wówczas wyłączenie reaktora (wstrzymanie reakcji łańcuchowej), a także zatrzymanie pomp chłodziwa obiegu pierwotnego. Jeśli następuje wyciek wody powodujący ubytek chłodziwa w obiegu pierwotnym, wówczas woda zimna ze zbiorników CMT s pływa do reaktora, a woda gorąca z reaktora przepływa do zbiorników drogą naturalnej cyrkulacji.

- **Układ automatycznej redukcji ciśnienia** (ang. *Automatic Depressurization System*), złożony z czterech zespołów zaworów, aktywowany jest w wyniku spadku ciśnienia w obiegu pierwotnym. Łącznie w układzie zainstalowane jest 20 zaworów (nadmiarowa ich liczba podyktowana jest koniecznością wzajemnego rezerwowania się – redundancji) rozmieszczonych w różnych punktach obiegu pierwotnego (patrz szczegóły na rysunku 20). Pierwsze trzy zespoły zaworów zainstalowane są na rurociągu łączącym stabilizator ciśnienia ze spryskiwaczami w zapasowym zbiorniku wody IRWST.

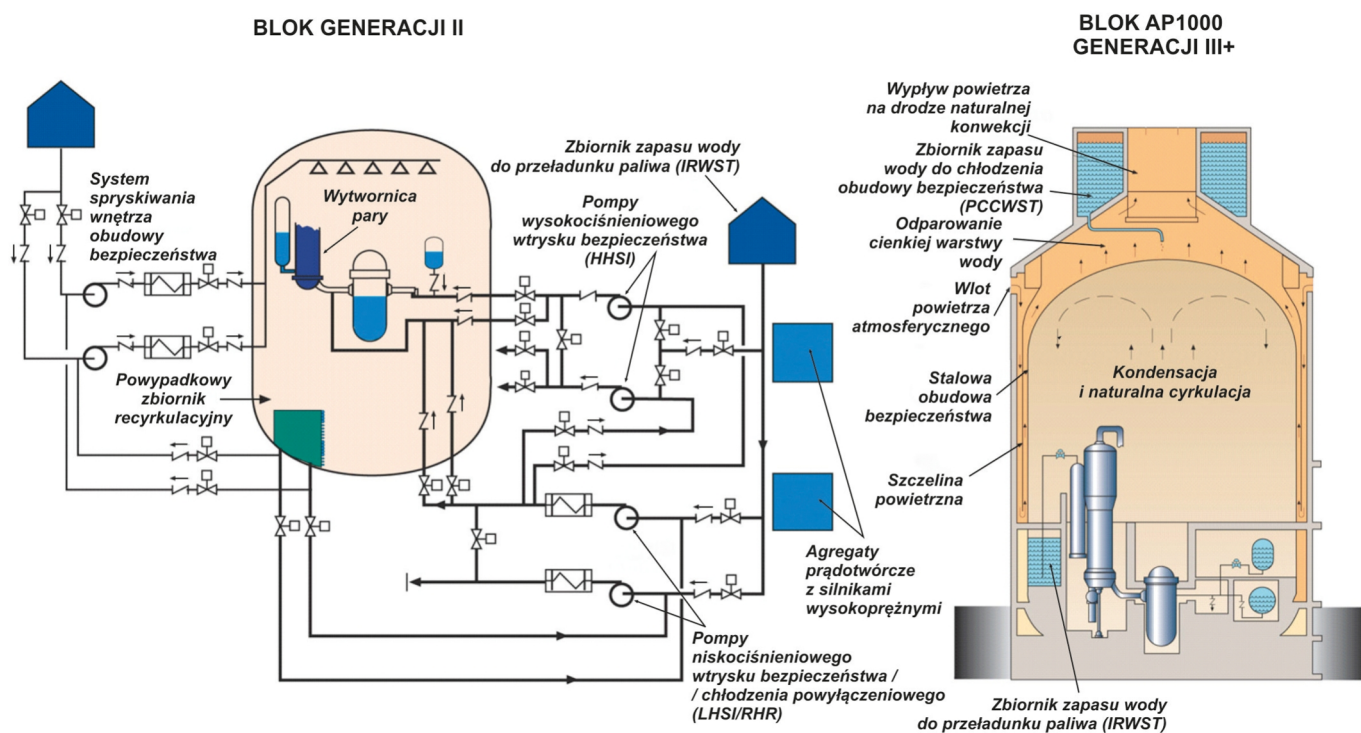
Zawory pierwszego zespołu zostają otwarte na sygnał spadku poziomu wody w zbiornikach CMT. Kolejno otwierane są zawory zespołów drugiego i trzeciego, z odpowiednio ustawionymi czasami zwłoki. Strumień pary z górnej części stabilizatora ciśnienia trafia poprzez bełkotki do zbiornika IRWST, skraplając się w kontakcie ze zmagazynowaną w nim zimną wodą. Zadaniem czwartego zespołu zaworów tego systemu, otwieranych na sygnał niskiego poziomu wody w zbiornikach CMT, jest spowodowanie wypływu mieszanki wodno-parowej z rurociągu „gorącego” obiegu pierwotnego bezpośrednio do wnętrza stalowej obudowy bezpieczeństwa. Sprawia to, że ciśnienie w obiegu pierwotnym wyrówna się docelowo z ciśnieniem wewnątrz obudowy bezpieczeństwa.

- **Układ awaryjnego schładzania wnętrza budynku reaktora.** Na rysunku 21 pokazano porównanie systemu awaryjnego schładzania wnętrza budynku reaktora dla bloku z reaktorem II generacji i bloku z reaktorem AP1000 generacji III+ (porównaj także z rys. 11 przedstawiającym przekrój budynku reaktorowego). W starszych konstrukcjach system był w pełni „aktywny” – do jego poprawnego działania w sytuacji awaryjnej konieczne było przede wszystkim zapewnienie zasilania potrzeb własnych z agregatów prądotwórczych napędzanych silnikami wysokoprężnymi (lub podanie napięcia spoza bloku) dla napędu szeregu pomp, zaworów i innych urządzeń. W AP1000 zasto-



Rys. 20. Układy awaryjnego wtrysku wody borowej i automatycznej redukcji ciśnienia (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 20. Passive injection and automatic depressurization systems (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).



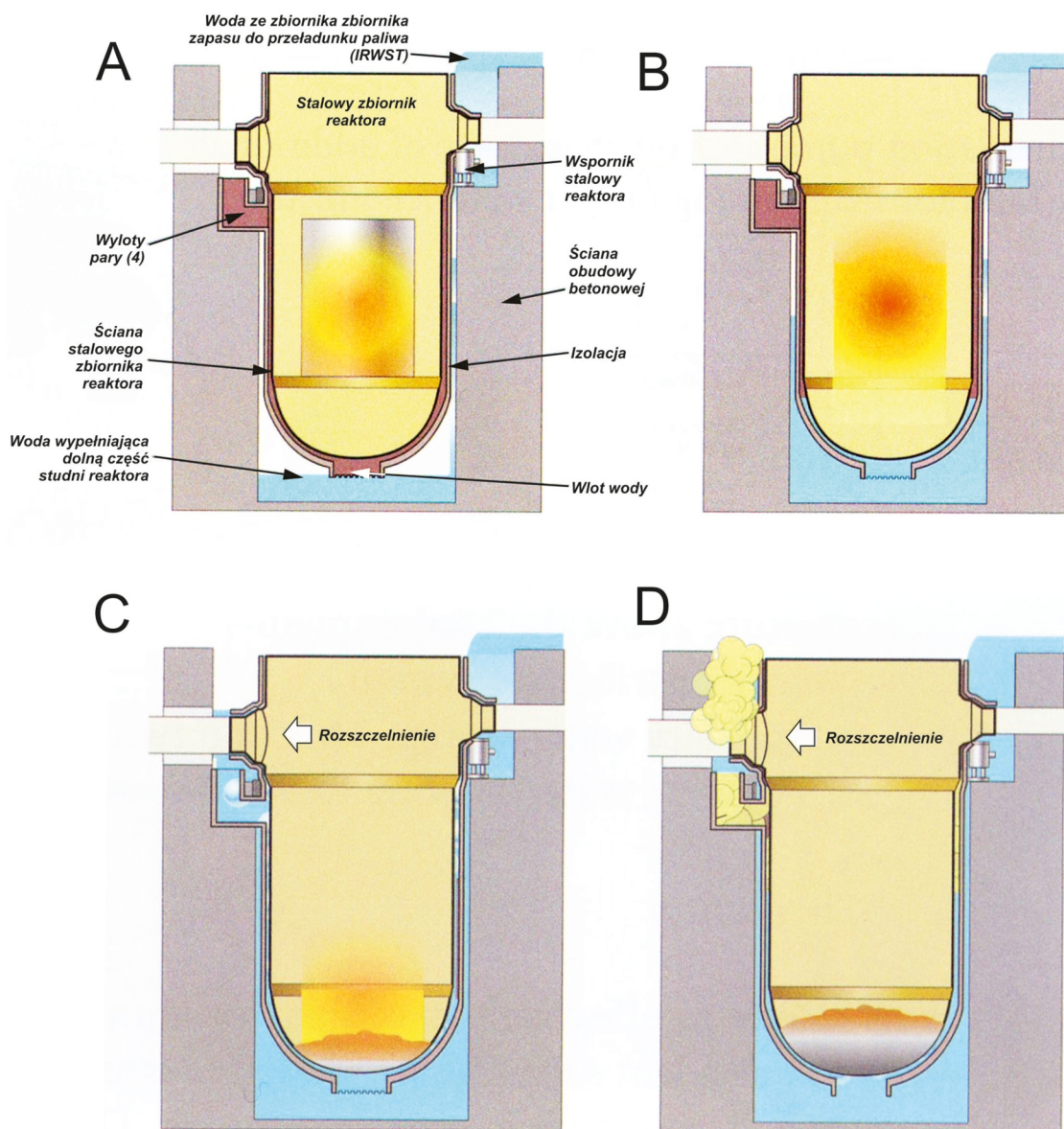
Rys. 21. Porównanie układów awaryjnego schładzania wnętrza budynku reaktora: z lewej dla reaktora generacji II, z prawej dla AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company, opisy autora).

Fig. 21. Comparison of emergency cooling systems for the of reactor building interior: on the left for the generation II reactor, on the right for AP1000 (source: Westinghouse Electric Company, author's descriptions).

sowano unikalne rozwiązanie, polegające na umieszczeniu w najwyższej części budynku zbiornika do schładzania metalowej obudowy bezpieczeństwa PCCWST (ang. *Passive Containment Cooling Water Storage Tank*) o pojemności 2864 m³, nie spotykane w innych typach bloków generacji III/III+. Woda uwalniana jest z tego zbiornika na górną część kopuły metalowej obudowy bezpieczeństwa, a następnie spływa po powierzchni jej ścian bocznych tworząc warstwę cieczy odbierającą ciepło. Powietrze atmosferyczne w odpowiednio ukształtowanej szczelinie między podwójną obudową zewnętrzną a obudową stalową przemieszcza się na skutek naturalnego ciągu „kominowego” odbierając parę z cienkiej warstwy wody na spryskiwanej stalowej obudowie bezpieczeństwa. Równolegle wewnątrz zbiornika obudowy bezpieczeństwa może zostać grawitacyjnie rozpylona woda wywołując naturalną cyrkulację i kondensację pary. Chłodzenie obudowy ze zbiornika PCCWST może być wykorzystane w sytuacjach długotrwałych działań poawaryjnych, co ułatwia duża objętość zapasu wody i łatwość jej uzupełnienia ze źródeł zewnętrznych na terenie bloku jądrowego lub spoza niego.

Opanowanie awarii związanej ze stopieniem rdzenia reaktora. Najgorszy spośród scenariuszy ewentualnej awarii ciężkiej bloku jądrowego, będący konsekwencją nie zadziałania całej „piramidy” systemów chłodzenia i odbioru ciepła z obiegu pierwotnego, wiąże się z możliwością stopienia rdzenia reaktora. Zastosowana w AP1000

koncepcja konstrukcyjna przewiduje, że w takiej (jakkolwiek niezwykle mało prawdopodobnej) sytuacji awaryjnej pozostała po stopionym rdzeniu stygnąca, zmieszana mineralno-metaliczna masa pozostanie wewnątrz stalowego zbiornika reaktora. Zakłada się, że przy braku skutecznego zadziałania wyżej opisanych podstawowych i zapasowych systemów chłodzenia po osiągnięciu temperatury 649°C zmierzonej przez termopary na wylocie z rdzenia (czyli 328 stopni powyżej znamionowej temperatury „gorącego” rurociągu obiegu pierwotnego) operator musi zdecydować o zalaniu studni reaktora z zewnątrz wodą ze zbiornika IRWST. Woda grawitacyjnie wypełni przestrzeń w betonowym fundamencie pod reaktorem odbierając ciepło od jego zbiornika. Równocześnie działać będą naturalne mechanizmy chłodzenia budynku reaktora opisane powyżej. Kolejne fazy opanowania awarii polegającej na stopieniu rdzenia pokazane są na rysunku 22. Docelowo następuje dekompresja zbiornika reaktora do wnętrza obudowy bezpieczeństwa, która stanowi skuteczną barierę dla wydostania się na zewnątrz elektrowni jakichkolwiek skażeń materiałami promieniotwórczymi. Założenie nie wydostania się stopionej masy rdzenia poza zbiornik reaktora w projekcie AP600/AP1000 jest zupełnie odmienne niż np. w przypadku innego reaktora generacji III plus – francuskiego EPR, gdzie zakłada się możliwość perforacji zbiornika, a następnie odprowadzenie stopionej masy specjalnym kanałem do zbiornika tzw. „chwytnacz rdzenia” (ang. *core catcher*).



Rys. 22. Kolejne fazy opanowania poważnej awarii związanej ze stopieniem rdzenia reaktora (źródło: Westinghouse Electric, opisy autora).

Fig. 22. Subsequent phases of controlling a serious accident related to the melting of the reactor core (source: Westinghouse Electric, author's descriptions).

Sukces AP1000 w Chińskiej Republice Ludowej

Bloki energetyczne AP1000 odniosły pierwszy i najbardziej spektakularny sukces w Chińskiej Republice Ludowej, kraju który od dziesięcioleci konsekwentnie rozwija energię jądrową i który w chwili obecnej na arenie światowej staje się najgroźniejszym globalnym rywalem Stanów Zjednoczonych, nie tylko w dziedzinie gospodarczej. Warto w tym miejscu zauważyć, że Chiny od lat 1990 zakupiły wszystkie liczące się technologie nuklearne, w formie gotowych obiektów, dokumentacji licencyjnej i transferu technologii ze Stanów Zjednoczonych, Kanady, Francji i Federacji Rosyjskiej. Programy cywilnej energetyki jądrowej rozwijane są tu równolegle z programami wojskowymi. Przed dwoma dekadami, na początku bieżącego stulecia firmy przemysłu jądrowego, nie mogąc

znaleźć w swych rodzimych krajach wystarczających rynków zbytu na skutek odwrócenia się społeczeństw od atomu, chętnie kierowały swoją ofertą do otwierającego się na szeroką współpracę „Państwa Środka”, a Chińczycy skwapliwie z niej skorzystali.

Westinghouse Electric sprzedał pierwsze reaktory AP1000 do Chińskiej Republiki Ludowej, gdzie wyposażone w nie EJ Sanmen (2 bloki) i EJ Haiyang (2 bloki) zaczęto budować już w pierwszej dekadzie XXI stulecia. Co więcej – oryginalna konstrukcja AP1000 stała się wzorcem dla opracowania w firmie China Nuclear Power Technology Corporation jego chińskiej wersji licencyjnej, czy też jak kto woli kopii, oznaczonej CAP1000 (ang. *Chinese AP1000*), a także wersji rozwojowej CAP1400 o mocy elektrycznej bloku netto podwyższonej do ok. 1400 MW, powstałej przy wsparciu konsultacyjnym firmy Westinghouse. We wrześniu 2014 r. chiński organ

dozoru jądowego zatwierdził wstępny raport z analizy bezpieczeństwa projektu CAP1400 po 17-miesięcznym przeglądzie. W maju 2016 r. projekt CAP1400 pomyślnie przeszedł ogólny przegląd bezpieczeństwa przeprowadzony przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej.

W chwili obecnej przemysł jądowy ChRL uzyskał już wysoki poziom samodzielności technicznej, pozwalający na prowadzenie polityki antyimportowej, co jego przedstawiciele określają jako „przełamywanie monopolu technologicznych”. W praktyce oznacza to samodzielną produk-

cję głównych pomp chłodziwa obiegu pierwotnego, zaworów, zbiorników ciśnieniowych, wytwornic pary, mechanizmów napędowych prętów sterujących, dużych elementów odkuwanych i spawanych. Podobnie jak w przypadku innych dziedzin techniki rozwijanych w tym kraju granica między licencją a „twórczym kopiowaniem” rozwiązań technicznych pozostaje dość rozmyta.

Elektrownia Jądowa Sanmen. Umowa na budowę dwóch pierwszych bloków tego obiektu została zawarta w lipcu 2007 r. Elektrownia Sanmen (fot. 6 i 7) zloka-



Fot. 6. Ogólny widok ukończonych bloków 1 i 2 Elektrowni Jądowej Sanmen (źródło: Westinghouse Electric Company).

Photo 6. General view of completed units 1 and 2 of the Sanmen Nuclear Power Plant (source: Westinghouse Electric Company).



Fot. 7. Elektrownia Jądowa Sanmen w końcowej fazie budowy bloków 1 i 2 – widok z lotu ptaka (źródło: China National Nuclear Corporation).

Photo 7. Sanmen Nuclear Power Plant in the final phase of construction of Unit 1 and 2 – aerial view (source: China National Nuclear Corporation).

lizowana jest ok. 300 km na południe od Szanghaju, w prowincji Zheijang, przy ujściu Kanału Shefan (wskazanego jako źródło wody chłodzącej dla elektrowni) do Morza Wschodniocchińskiego. Wykonawcą projektu była amerykańska firma kontraktująca The Shaw Group (w 2012 r. przejęta przez Chicago Bridge and Iron), która zajęła się przygotowaniem inżynierskim projektu, realizacją zakupów materiałów i urządzeń, uruchomieniem, a także zarządzaniem projektem i związanym z nim przepływem informacji. Według pierwszych oszacowań koszty budowy dwóch bloków EJ Sanmen wynieść miały 32,4 mld juanów. W 2013 r. kwota ta wzrosła do 40,1 mld juanów, a ostatecznie przekroczyła 50 mld juanów (ok. 28 mld zł; dla porównania koszt budowy konwencjonalnych bloków 5 i 6 Elektrowni Opolo na węgiel kamienny to ok. 11,6 mld zł). Pierwotne plany przewidywały, że bloki uruchomione zostaną odpowiednio w 2014 i 2015 r.

Pierwsze symboliczne „wbicie łopaty” pod budowę odbyło się 26 lutego 2008 r. Wykop pod pierwszy blok ukończono przed terminem we wrześniu 2008 r. Budowa pierwszego bloku ruszyła 19 kwietnia 2009 r., wraz wylaniem 5 200 metrów sześciennych betonu w jego fundamenty. Betonowanie bloku 2 rozpoczęło się 15 grudnia 2009 r. Podobnie jak w przypadku innych zakupów reaktorów energetycznych u dostawców zagranicznych również i tym razem Chińczycy wykorzystali projekt dla jak najdalej posuniętego transferu technologii, zarówno w zakresie przewidzianym umowami, jak i głębokiego wywiadu przemysłowego służącego wzmocnieniu własnego przemysłu. Od początku przewidziano zlecenie wykonania części elementów przez dostawców z miejscowego rynku: np. obudowa bezpieczeństwa dla drugiego bloku EJ Sanmen została ukończona w czerwcu 2014 r. przez China First Heavy Industries.

Podobnie jak w większości budowanych obecnie na świecie obiektów energetyki jądrowej pierwotnie zaplanowanych terminów oddania elektrowni do użytku nie udało się utrzymać. Ostatecznie jednak budowę pierwszego bloku zakończono w 2017 r. Próby „gorące” Sanmen 1 skończyły się jesienią tegoż roku, a do ładowania paliwa jądrowego przystąpiono 25 kwietnia 2018 r. Stan krytyczny reaktora uzyskano 21 czerwca 2018 r., a 30 czerwca nastąpiło włączenie bloku Sanmen 1 do krajowego systemu elektroenergetycznego ChRL. Od 21 września 2018 r. wszedł on w fazę normalnej eksploatacji dostarczając energię do sieci. Blok Sanmen 2 osiągnął stan krytyczny 17 sierpnia 2018 r., a następnie został włączony do sieci 24 sierpnia 2018 r. 5 listopada 2018 r. przeprowadzona została próba pracy z pełną mocą, po czym Sanmen 2 przekazano do normalnej eksploatacji. W marcu 2019 r. blok Sanmen 2 wyłączono po awarii jednej z głównych pomp cyrkulacyjnych. Zastępczą pompę dostarczono dość szybko od producenta z USA, co pozwoliło przeprowadzić naprawę i przywrócić blok do ruchu.

Właścicielem elektrowni jest China National Nuclear Corporation (CNNC) zaś jej operatorem Sanmen Nuclear Power Co. (oddział korporacji CNNC). W ostatnim czasie przystąpiono do budowy dwóch kolejnych bloków EJ Sanmen: trzeciego (początek budowy: 28 czerwca 2022 r.) i czwartego (rozpoczęcie: 22 marca 2023 r.). Będą one wyposażone w reaktory typu CAP1000 wykonane przez rodzimego producenta.

Elektrownia Jądrowa Haiyang. Druga chińska elektrownia zaprojektowana i zbudowana z wykorzystaniem technologii AP1000 powstała w prowincji Shandong na brzegu Morza Żółtego (wskazane jako źródło chłodzenia obiektu) – ok. 700 km na północ od Szanghaju i ok. 500 km na zachód od Seulu. Inwestorem EJ Haiyang (fot. 8 i 9) jest przedsiębiorstwo State Power Investment Corporation (SPIC), zaś jego operatorem firma Shandong Nuclear Power. Stalowe obudowy bezpieczeństwa przeznaczone dla EJ Haiyang zostały dostarczone przez producentów azjatyckich: dla bloku 1 przez Doosan Heavy Industries & Construction (Korea Południowa) zaś dla bloku 2 przez chińską firmę Shanghai Electric Group. Rozpoczęcie prac ziemnych na budowie elektrowni nastąpiło 30 czerwca 2008 r. Prace budowlane bloku Haiyang 1 zakończono 29 marca 2013 r. Załadunek paliwa jądrowego rozpoczęto 22 czerwca 2018 r. Już 8 sierpnia reaktor osiągnął stan krytyczny, a następnie został przyłączony do sieci 17 sierpnia tego roku. Pierwszy blok przekazano do eksploatacji 22 października 2018 r. Do budowy drugiego bloku przystąpiono 20 czerwca 2010 r., a 9 stycznia 2019 r. blok 2 zakończył 168-godzinny cykl pracy ciągłej przy mocy znamionowej, co zgodnie z przyjętymi w Chinach regulacjami prawnymi stanowi podstawę do uznania go za dopuszczony do normalnej eksploatacji komercyjnej. Roczne zdolności wytwórcze elektrowni Haiyan (bloki 1 i 2) sięgają 17,5 mld kWh. Włączenie tego obiektu do sieci przyczyniło się do zoptymalizowania struktury zasilania w prowincji Shandong i złagodziło występujący w tym regionie niedobór mocy.

Ciepło wytwarzane w Elektrowni Jądrowej Haiyang wykorzystane jest w bardzo interesującym projekcie kogeneracyjnym. W pierwszym etapie planuje się budowę systemu ogrzewania osiedla pracowniczego samej elektrowni, a następnie niektórych osiedli mieszkaniowych w mieście Haiyang. Po wprowadzeniu odpowiednich modyfikacji bloków 1 i 2 będzie można zapewnić ogrzewanie lokali o łącznej powierzchni 30 mln metrów kwadratowych. Uruchomienie kolejnych bloków energetycznych w EJ Haiyang umożliwi ma na ogrzanie nawet 200 mln metrów kwadratowych pomieszczeń mieszkalnych i innych znajdujących się w promieniu do 100 km od elektrowni, pozwalając na zaoszczędzenie spalania ok. 6,62 mln ton węgla. Oczekuje się, że wykorzystanie Elektrowni Jądrowej Haiyang do kogeneracji w połączeniu z innymi czystymi technologiami grzewczymi pozwoli do 2030 r. wyeliminować całkowicie z eksploatacji wszystkie kotły węglowe na półwyspie Jiaodong.



Fot. 8. Teren Elektrowni Jądrowej Haiyang. Z lewej ukończone bloki 1 i 2 na bazie technologii AP1000, na prawo od nich plac budowy bloków 3 i 4, które będą oparte już o chińską wersję CAP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company).

Photo 8. Area of the Haiyang Nuclear Power Plant. On the left, completed units 1 and 2 based on AP1000 technology, to the right, the construction site of units 3 and 4, where the Chinese version – CAP1000 will be used (source: Westinghouse Electric Company).



Fot. 9. Zabudowania bloku 1 EJ Haiyang. Z prawej strony widoczny budynek agregatów prądotwórczych napędzanych silnikami wysokoprężnymi (źródło: Westinghouse Electric Company).

Photo 9. Buildings of Unit 1 of the Haiyang NPP. On the right, a building of diesel generators is visible (source: Westinghouse Electric Company).

Podobnie jak w EJ Sanmen również i w EJ Haiyang ruszyła już budowa kolejnych bloków z reaktorami CAP1000: trzeciego (od 7 lipca 2022 r.) i czwartego (od 22 kwietnia 2022 r.).

Dalsze jądrowe bloki energetyczne z reaktorami CAP1000 i CAP1400. W dalekosieżnych planach rozwoju chińskiej energetyki jądrowej bloki na bazie konstrukcji pochodnych AP1000 zajmują poczesne miejsce. Łącznie

w ChRL planuje się wybudowanie ponad 30 (!) bloków CAP1000 i CAP1400:

- **EJ Bailong** ma składać się z 2 bloków CAP1000 (obiekt planowany).
- **EJ Changjiang** – bloki drugiego etapu: II-1 oraz II-2 wyposażone będą w 2 CAP1000. Budowa bloku II-1 ruszyła 13 lipca 2021 r. Cztery bloki powstałe w I etapie wyposażone są reaktory CNP-600 (I-1 i I-2) oraz Hualong One (I-3 i I-4).
- **EJ Haixing** – 2 bloki CAP1000 (obiekt planowany).
- **EJ Lianjiang** – 2 bloki CAP1000 (obiekt planowany).
- **EJ Lufeng** – 4 bloki CAP1000 plus 2 bloki Hualong One. Jeden blok na bazie Hualong One jest już budowany od 8 września 2022 r.
- **EJ Pengze** – 2 bloki CAP1000 (obiekt planowany).
- **EJ Shidaowan** – 2 bloki CAP1400 powstać mają w ramach II etapu, dołączając do już pracującego w tej lokalizacji reaktora wysokotemperaturowego typu HTR-PM zbudowanego w latach 2012–2021.
- **EJ Taohuajiang** – 4 bloki CAP1000 (obiekt planowany). Elektrownia ma powstać w głębi lądu – inaczej niż większość chińskich elektrowni jądrowych zbudowanych nad brzegiem morza.
- **EJ Xianning** – 2 bloki CAP1000 – obiekt planowany, również powstać ma w głębi lądu.
- **EJ Xiapu** – 4 bloki CAP1000 mające powstać w ramach II etapu. W pierwszym etapie powstają 2 bloki na bazie reaktorów CFR-600.

Wydaje się, że sukces bloków AP1000 i wersji pochodnych CAP1000 i CAP1400 w Chinach jest znakomitą potwierdzeniem skuteczności przyjętych rozwiązań technicznych w dziedzinie samej konstrukcji i poziomu zapewnianego bezpieczeństwa jądrowego. Stały się one najczęściej wybieranym typem bloku dla nowych inwestycji w ChRL, jak również wiodącym rozwiązaniem dla elektrowni lokalizowanych w głębi lądu, z dala od wybrzeża morskiego.

AP1000 w Stanach Zjednoczonych

O ile w Chinach bloki energetyczne AP1000 i ich konstrukcje pochodne odniosły precedensowy sukces, o tyle historia aplikacji tych urządzeń w ich kraju pochodzenia – Stanach Zjednoczonych, łagodnie mówiąc, nie była łatwa. Końcówka pierwszej dekady XXI stulecia nazywana była w Stanach Zjednoczonych „renesansem energetyki jądrowej”. W latach 2007–2009 trzynaście amerykańskich spółek energetycznych złożyło do krajowego regulatora U.S. NRC wnioski o wydanie pozwoleń na budowę i eksploatację aż 31 dużych bloków jądrowych. Również dla AP1000 perspektywy wydawały się bardzo optymistyczne.

Łącznie U.S. NRC wydała następujące licencje COL (ang. *Combined License Applications* – połączona licencja

na budowę i użytkowanie obiektu jądrowego) – dla 14 bloków typu AP1000 w siedmiu lokalizacjach:

- **EJ Turkey Point**, bloki 6 i 7, Floryda; firma wnioskująca: Florida Power & Light Company, wniosek z 30 czerwca 2009 r.
- **EJ Levy County**, bloki 1 i 2, Floryda; firma wnioskująca: Duke Energy Florida LLC, wniosek z 30 lipca 2008 r.
- **EJ Alvin W. Vogtle**, bloki 3 i 4, Georgia; firma wnioskująca: Southern Nuclear Operating Company, wniosek z 26 marca 2008 r.
- **EJ Virgil C. Summer**, bloki 2 i 3, Karolina Południowa, firma wnioskująca: South Carolina Electric & Gas, wniosek z 27 marca 2008 r.
- **EJ William States Lee III**, bloki 1 i 2, Karolina Południowa, firma wnioskująca: Duke Energy, wniosek z 13 grudnia 2007 r.
- **EJ Shearon Harris**, bloki 2 i 3, Karolina Północna, firma wnioskująca: Progress Energy Carolinas, wniosek z 18 lutego 2008 r.
- **EJ Bellefonte**, bloki 3 i 4, Alabama, firma wnioskująca: Tennessee Valley Authority, wniosek z 30 października 2008 r.

Niestety amerykańskim spółkom energetycznym zamierzającym budować nowe bloki energetyczne na bazie technologii AP1000 przyszło zmierzyć się z warunkami ekonomicznymi, które rychło spowodowały ograniczenie ambitnych planów. Pojawiła się ostra konkurencja cenowa ze strony elektrowni opalanych gazem ziemnym wydobywanym ze złóż łupkowych. Tanie, względnie czyste (ale nie wolne od emisji dwutlenku węgla), paliwo w połączeniu z łatwością i prostotą budowy elektrowni gazowych stworzyło skuteczną alternatywę dla nowych, dużych bloków jądrowych. Jednocześnie zmalało zapotrzebowanie gospodarki amerykańskiej na energię, także ze względu na zamknięcie wielu zakładów przemysłu ciężkiego. Rachunek ekonomiczny był bezlitosny. Osobne zagadnienie stanowiło zdobycie finansowania. Czarę goryczy dopełniły wieści o katastrofie elektrowni w Fukushima na wiosnę 2011 r. i związane z tym odwrócenie się społeczeństwa od energetyki jądrowej na skutek obaw o bezpieczeństwo.

Ostatecznie pierwsze budowy czterech amerykańskich bloków AP1000 w EJ Vogtle i EJ Summer ruszyły dopiero w 2013 r. – trzy lata po ich chińskich odpowiednikach – jako pierwsze od trzech dekad nowe inwestycje w energetyce jądrowej USA.

EJ imienia Alvina W. Vogtle’a (ang. *Alvin W. Vogtle Electric Generating Plant*) została nazwana dla upamiętnienia amerykańskiego prawnika, menadżera i pilota myśliwskiego z czasów II wojny światowej urodzonego 21 października 1918 r. w Birmingham w Alabamie i zmarłego 10 kwietnia 1994 r. A. W. „Sammy” Vogtle w swoim życiu zajmował wysokie stanowiska w energetyce południowo-wschodniej części Stanów Zjednoczonych, w tym prezesa zarządów firm: Alabama Power oraz Southern

Company. Elektrownia nazwana jego imieniem (fot. 10 i 11) zlokalizowana jest w pobliżu miejscowości Waynesboro w hrabstwie Burke w stanie Georgia, nad rzeką Savannah wskazaną jako źródło wody dla obiektu. Współwłaścicielami elektrowni są firmy: Georgia Power

(45,7%), Oglethorpe Power Corporation – OPC (30%), Municipal Electric Authority of Georgia – MEAG Power, (22,7%) oraz Dalton Utilities (1,6%), zaś jej operatorem firma Southern Nuclear.



Fot. 10. Ogólny widok terenu Elektrowni Jądrowej im. Alvina W. Vogtle'a. Z lewej widoczne są zabudowania nowych bloków 3 i 4 bazujących na AP1000 (charakterystyczne białe budynki reaktorowe). W głębi zdjęcia bloki 1 i 2 ukończone w latach 1987–89 (źródło: Georgia Power Company).

Photo 10. General view of the Alvin W. Vogtle Electric Generating Plant area. On the left the buildings of new units 3 and 4 based on AP1000 are visible (characteristic white reactor buildings). In the background of the photo, units 1 and 2 completed in 1987–89 can be seen (source: Georgia Power Company).



Fot. 11. Końcowa faza budowy bloku Vogtle 4 – zdjęcie ze stycznia 2023 r. (źródło: Georgia Power Company).

Photo 11. The final phase of construction of the Vogtle 4 unit – photo from January 2023 (source: Georgia Power Company).

Dwa pierwsze bloki EJ Vogtle powstały w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych z wykorzystaniem reaktorów firmy Westinghouse II generacji z 4-pętlowym układem obiegu pierwotnego. Bloki 1, 2 zostały ukończone odpowiednio w 1987 i 1989 r. Razem mają one moc elektryczną netto 2302 MW. Główne systemy chłodzenia bloków 1 i 2 korzystają z dwóch chłodni kominowych, każda o wysokości 167 metrów. W roku 2009 amerykańska Nuclear Regulatory Commission przedłużyła licencję na użytkowanie bloków 1 i 2 elektrowni Vogtle o dodatkowe 20 lat: do 16 stycznia 2047 r. dla bloku 1 oraz do 9 lutego 2049 r. dla bloku 2. Łączny koszt budowy dwóch pierwszych bloków elektrowni Vogtle zamknął się kwotą 8,87 mld dolarów (ok. 16 mld dolarów wg cen z 2018 r.).

Wstępne pozwolenie na budowę (ang. *Early Site Permit*) dla bloków 3 i 4 w technologii AP1000 amerykański nadzór jądrowy wydał 26 sierpnia 2009 r., 16 lutego 2010 r. prezydent Barack Obama ogłosił, że federalne gwarancje pożyczkowe na pokrycie kosztów budowy nowych dwóch bloków wyniosą 8,33 mld dolarów. Budowa bloków 3 i 4 rozpoczęła się odpowiednio 12 marca i 19 listopada 2013 r. Na projekcie Vogtle cieniem położyły się problemy finansowe firmy Westinghouse, która w marcu 2017 r. wystąpiła w USA o ochronę upadłościową z powodu strat poniesionych na budowach nowych bloków elektrowni Vogtle i Summer (patrz dalej). Administracja prezydenta Donalda Trumpa przyznała wówczas 8,3 mld dolarów gwarancji pożyczkowych na finansowanie kontynuacji dwóch bloków budowy EJ Vogtle, a jednocześnie na zamknięcie budowy bloków 2 i 3 w EJ Summer w lipcu 2017 r. Z ekonomicznego punktu widzenia w pomyślnym ukończeniu budowy nowych bloków EJ Vogtle kluczową rolę odegrało właśnie przyznanie federalnych gwarancji pożyczkowych dla firm realizujących projekt, których łączna kwota sięgnęła 12 mld USD. Gwarancje pozwoliły na zredukowanie kosztów bieżącego finansowania budowy.

W porównaniu do chińskich bloków AP1000 w EJ Sanmen i EJ Haiyang amerykańskie bloki w EJ Vogtle 3 i 4 są wyposażone w doskonalsze systemy bezpieczeństwa. Na przykład znacznie solidniejsza jest konstrukcja obudów bezpieczeństwa budynków reaktorowych. Zamknięte systemy chłodzenia skraplaczy obiegu wtórnego bloków 3 i 4 elektrowni wykorzystują dwie chłodnie kominowe o wysokości 180 metrów każda.

Podobnie jak na innych współczesnych budowach elektrowni jądrowych w projekcie Vogtle 3 i 4 wystąpiły opóźnienia i problemy realizacyjne. Doświadczenia zebrane przy montażu bloku 3 oraz nieukończonych bloków elektrowni Summer pozwoliły na znacznie „gładszy” przebieg prac budowlano-montażowych bloku 4. W latach 2018–2019 w wyspie jądrowej bloku 3 zainstalowano wszystkie elementy obiegu pierwotnego, co pozwoliło w marcu 2019 r. zamontować górną kopułę obudowy bezpieczeństwa. Pod koniec 2019 r. ukończono wyposa-

żanie głównej sterowni bloku 3, co pozwoliło na rozpoczęcie testów systemów sterowania. W lutym 2020 r. rozpoczął się finalny montaż górnej części budynku wyspy jądrowej bloku 3, w której zainstalowany jest system zbiornika PCCWST pasywnego układu chłodzenia obudowy bezpieczeństwa.

Końcowe prace wyposażeniowe i wstępne testy bloku 3 trwały przez kilkanaście miesięcy w latach 2020–2021, na co nałożył się okres pandemii. 26 kwietnia 2021 r. ukończono próbę gorącą (ang. *hot functional test*) obiegu pierwotnego bloku 3. 14 października 2022 r. rozpoczęła się operacja załadunku 157 zespołów paliwa jądrowego do reaktora. Kolejno przystąpiono do fazy prób rozruchowych, sprawdzenia działania urządzeń w warunkach ciśnień i temperatur projektowych. Podczas prób uruchomieniowych w lutym 2023 r. w układzie chłodzenia wystąpiły nieoczekiwane wibracje, ale dość szybko poradzono sobie z tym problemem. 6 marca 2023 r. reaktor Vogtle 3 po raz pierwszy uzyskał stan krytyczny, a 1 kwietnia pracujący blok zsynchronizowano z siecią wysokich napięć energetyki zawodowej. Od 31 lipca 2023 r. rozpoczęła się jego normalna eksploatacja komercyjna.

Równolegle postępowały prace nad bliźniaczym blokiem Vogtle 4, który ma być obiektem referencyjnym dla pierwszego bloku AP1000 planowanego w Polsce. 1 maja 2023 r. ukończono próbę gorącą obiegu pierwotnego tego obiektu, zaś 18 sierpnia 2023 r. przystąpiono do załadunku paliwa jądrowego. Na początku października 2023 r. podczas prób uruchomieniowych stwierdzono usterkę techniczną w jednej z czterech głównych pomp RCP, na skutek czego spodziewany termin uruchomienia bloku 4 przesunął się na pierwszy kwartał 2024 r.

W przyszłym roku, po uruchomieniu bloków 3 i 4 EJ Vogtle będzie największym obiektem energetyki jądrowej w Stanach Zjednoczonych, dysponując mocą elektryczną netto wynoszącą 4536 MW i odbierając palmę pierwszeństwa elektrowni Palo Verde w Arizonie (4200 MW). Spodziewany czas eksploatacji nowych bloków Vogtle 3 i 4 zgodnie z ocenami większości ekspertów wyniesie co najmniej 80 lat. Łączne koszty budowy nowych bloków ocenia się obecnie na 30 mld USD.

Elektrownia Jądrowa im. Virgila C. Summera (ang. *Virgil C. Summer Nuclear Generating Station*) miała być drugim w USA obiektem energetyki jądrowej wyposażonym w bloki energetyczne AP1000. Obecnie jest to obiekt jednoblokowy z trójpętlowym reaktorem Westinghouse uruchomionym w 1984 r. o mocy 966 MW. Zaplanowana rozbudowa elektrowni o 2 bloki AP1000 rozpoczęła się podobnie jak w przypadku EJ Vogtle w 2013 r. Inwestorem w tym projekcie od 2008 r. były spółki energetyczne South Carolina Electric & Gas (SCE&G) oraz South Carolina Public Service Authority. W marcu 2012 r. U. S. NRC wydała pozwolenie na budowę dwóch proponowanych bloków: Summer 2 i 3. Spodziewany termin ich uruchomienia określono odpowiednio na 2017 i 2018 r. Od 9 do



Fot. 12. Blok Summer 2 na krótko przed przerwaniem budowy w 2017 r. (źródło: South Carolina Electric & Gas).

Photo 12. Summer Unit 2 shortly before termination of construction in 2017 (source: South Carolina Electric & Gas).

11 marca 2013 r. wylany został pierwszy beton pod budowę bloku 2, a analogiczną operację dla bloku 3 zakończono 11 marca 2013 r. Podobnie jak w początkowym okresie projektu Vogtle 3 i 4 również przy realizacji bloków Summer 2 i 3 pojawiły się opóźnienia wynikłe głównie z błędów spowodowanych brakiem doświadczenia wykonawców obiektu i „chorobami dziecięcymi” normalnymi dla każdego nowego urządzenia technicznego. Początkowa wartość kontraktu wynosiła 9,8 mld USD. W październiku 2014 r. było już wiadomo, że projekt ma ponad roczne opóźnienie i pojawiły się w nim dodatkowe koszty wynoszące około 1,2 mld USD. 23 lipca 2015 r. w projekcie Summer 2 udało się osiągnąć ważny „kamień milowy” związany z umieszczeniem wewnątrz wyspy jądrowej modułu konstrukcyjnego CA01 stanowiącego konstrukcję osłonowo-wsporczą dla głównych elementów obiegu wtórnego. Stało się to szybciej niż na realizowanym równolegle projekcie Vogtle 3 i było wielkim sukcesem budowniczych obiektu.

Na początku 2017 r. stało się jasne, że spodziewane terminy oddania obu nowych bloków EJ Summer przesuną się co najmniej do 2020 r. Wspomniane powyżej problemy finansowe firmy Westinghouse przyczyniły się do decyzji inwestorów o zamknięciu projektu: 31 lipca 2017 r., po szeroko zakrojonym przeglądzie kosztów inwestycji, spółka South Carolina Electric and Gas podjęła decyzję o wstrzymaniu znacznie już zaawansowanej budowy (fot. 12). Nieudana inwestycja obnażyła znaczną niekompetencję menadżerów ze strony inwestora i wykonawców, a związana z nią afera znana jest obecnie w USA pod nieformalną nazwą „Nukegate” (od słynnej sprawy „Watergate” z lat 1970).

W 2019 r. U.S. NRC przedłużyła licencję na 20 lat dla ewentualnej budowy bloków 6 i 7 w **EJ Turkey Point** na Florydzie na bazie technologii AP1000. Po raz pierwszy w historii licencja ta przewiduje 80-letni okres eksploatacji tych obiektów. Licencja dla EJ Levy County na Florydzie pozostaje ważna, ale właściciel obiektu firma Duke Energy nie zamierza obecnie podjąć budowy. Odnowiona w 2016 r. licencja na bloki AP1000 dla EJ William States Lee III w Karolinie Południowej również pozostaje ważna. Licencja dla bloków 2 i 3 w EJ Shearon Harris została zawieszona, zaś licencja dla EJ Bellefonte wycofana.

Pierwsza polska elektrownia jądrowa na bazie bloków AP1000

Korzenie historii pierwszej polskiej elektrowni jądrowej w północnej części Pomorza Gdańskiego sięgają lat siedemdziesiątych ub. stulecia, kiedy to przystąpiono do prac przygotowawczych na tym obszarze zmierzających ostatecznie do budowy EJ Żarnowiec na bazie bloków z początkowo dwoma, a docelowo czterema reaktorami ciśnieniowo-wodnymi typu WWR-440. Elektrownia jądrowa miała wraz z pobliską elektrownią szczytowo-pompową docelowo utworzyć Zespół Energetyczny Żarnowiec. Budowa realizowana od 1982 r. została przerwana w 1990 r. na skutek niefortunnej decyzji skutkującej *de facto* całkowitym porzuceniem i dewastacją obiektu zaawansowanego już w kilkudziesięciu procentach.

Idea budowy elektrowni jądrowej w najbardziej na północ wysuniętej części Polski powróciła w drugiej dekadzie XXI stulecia, co poskutkowało powołaniem

specjalnej spółki EJ-1 (później PGE EJ-1) w roku 2012. Przez wiele lat projekt ten odznaczał się niewielką dynamiką ograniczając się praktycznie do badań środowiskowych w kilku alternatywnych lokalizacjach elektrowni jądrowej na Pomorzu.

Inwazja na Ukrainę w 2022 r. i będące jej konsekwencją odcięcie krajów europejskich od względnie tanich surowców energetycznych importowanych dotychczas z Federacji Rosyjskiej stały się przyczyną zmiany nastawienia większości krajów UE, w tym Polski, wobec energetyki jądrowej jako istotnego elementu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Dodatkowym impulsem stały się decyzje Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego podjęte wiosną i latem 2022 r. w sprawach unijnej systematyki dotyczącej przeciwdziałania zmianom klimatycznym (zwanej potocznie taksonomią), dopuszczające przejściowo energetyczne technologie jądrowe jako mogące odegrać ważną rolę w transformacji pro-ekologicznej i pro-klimatycznej. Czynniki te były prawdopodobnie kluczowe dla decyzji o szybkim wyborze technologii i nadaniu nowego rozpisu projektowi budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.

Bazą dla obecnie realizowanych działań jest dokument „Polski program energetyki jądrowej” (PPEJ) przyjęty przez Rząd RP 2 października 2020 r. zakładający wybudowanie w Polsce: *„dwóch elektrowni jądrowych o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej od ok. 6 GW do ok. 9 GW w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, ciśnieniowe-wodne reaktory jądrowe generacji III(+).”* Pierwsza elektrownia powstać ma we wspomnianej lokalizacji na północy kraju, zaś druga w środkowej lub południowej części Polski, głównie w celu zastąpienia wyłączanych mocy konwencjonalnych elektrowni ciepłych opalanych węglem brunatnym. PPEJ zakłada uruchomienie w latach 2030–2040 trzech bloków energetycznych pierwszej elektrowni. Spodziewany udział energetyki jądrowej w krajowym miksie generacji energii elektrycznej ma do 2045 r. wynieść ok. 20%. Realizacją projektu budowy pierwszej elektrowni zajmuje się spółka Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o.o. (PEJ) utworzona w końcu marca 2021 r. po wykupieniu przez Skarb Państwa udziałów w przedsiębiorstwie PGE EJ-1 należących dotychczas do Polskiej Grupy Energetycznej (PGE) oraz spółek ENEA, Tauron i KGHM. Ze strony rządowej nadzór nad realizacją programu prowadzi Ministerstwo Klimatu i Środowiska.

W ramach wyboru technologii przeprowadzonego na jesieni 2022 r. rozpatrywane były oferty: amerykańska na bloki Westinghouse AP1000, francuska na bloki EDF EPR oraz południowokoreańska na bloki KEPCO/KHNP APR-1400. Ostatecznie zwyciężyła oferta ze Stanów Zjednoczonych. 2 listopada 2022 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 215/2022 w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej. W punkcie 4 tego dokumentu czytamy: „Mając na uwadze

dostępne i sprawdzone technologie reaktorów jądrowych, konieczność zagwarantowania odpowiedniej mocy pojedynczego reaktora oraz maksymalizacji bezemisyjnych i stabilnych mocy wytwórczych, a także uwzględniając uwarunkowania krajowego systemu elektroenergetycznego i charakterystykę stosowanych w reaktorach jądrowych systemów bezpieczeństwa, Rada Ministrów uznaje za niezbędne budowę elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej do 3750 MWe na obszarze gmin Choczewo lub Gniewino i Krokowa w oparciu o amerykańską technologię reaktorów AP1000.”

W następstwie powyższej decyzji rządowej 15 grudnia 2022 r. firmy Westinghouse Electric Company i Polskie Elektrownie Jądrowe podpisały umowę określającą główne zasady współpracy i kolejne etapy projektu budowy elektrowni na bazie technologii bloków AP1000. 22 lutego podpisany został pomiędzy PEJ a Westinghouse Electric tzw. kontrakt pomostowy (ang. *bridge contract*).

Kolejne „kamienie milowe” projektu zrealizowano w 2023 r.:

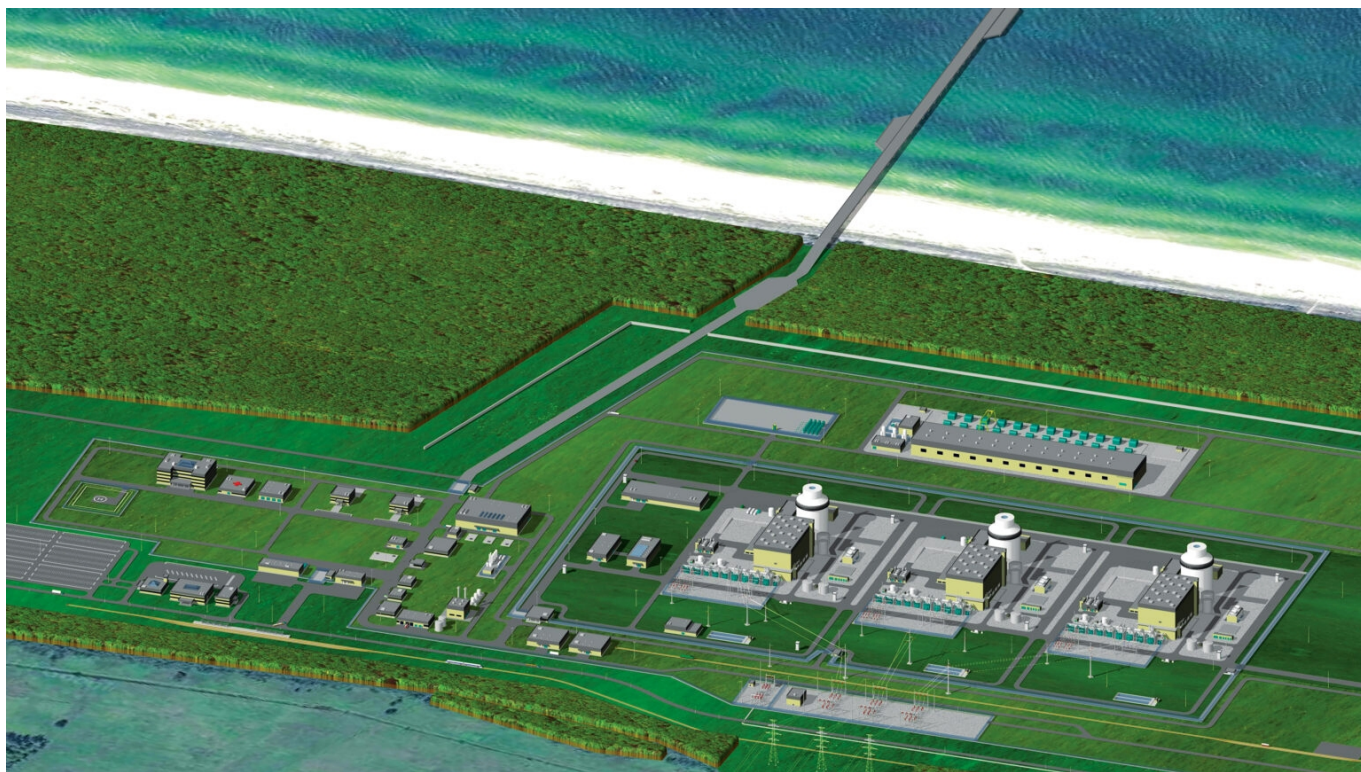
- 13 marca do Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki wpłynął wniosek PEJ o wydanie ogólnej opinii Prezesa PAA dotyczący klasyfikacji bezpieczeństwa systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia zastosowanych w projekcie reaktora AP1000. W następstwie wniosku Prezes PAA wydał ogólną opinię w tej sprawie 9 czerwca.
- 25 maja spółki Westinghouse Electric Company, Bechtel tworzące wspólnie konsorcjum i inwestor – Polskie Elektrownie Jądrowe podpisały umowę określającą zasady współpracy stron w zakresie zaprojektowania i wybudowania elektrowni.
- W maju Rada Ministrów przyjęła uchwałę w sprawie zapewnienia finansowania budowy elektrowni jądrowej na obszarze gminy Choczewo (lub w alternatywnej lokalizacji na obszarze gmin Gniewino i Krokowa).
- W czerwcu w kolejnej uchwale Rada Ministrów przyjęła wieloletni program na lata 2023–2029 o wartości ponad 4,7 mld zł na rozwój infrastruktury drogowej, kolejowej oraz hydrotechnicznej w województwie pomorskim związanej z budową elektrowni jądrowej.
- 11 lipca Ministerstwo Klimatu i Środowiska, na wniosek Spółki Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ), wydało decyzję zasadniczą, która formalnie potwierdziła, że inwestycja w pierwszą elektrownię jądrową w Polsce jest zgodna z interesem publicznym i realizowaną przez państwo polityką, w tym polityką energetyczną.
- 19 lipca PEJ oraz Urząd Morski w Gdyni podpisały porozumienie określające zasady współpracy przy budowie konstrukcji do rozładunku dużych elementów wyposażenia dostarczanych transportem morskim (MOLF – ang. *Marine Off-Loading Facility*) przy planowanej elektrowni jądrowej.
- 22 sierpnia spółka PEJ złożyła do wojewody pomorskiego wniosek o wydanie decyzji lokalizacyjnej dla

projektu pierwszej polskiej elektrowni jądrowej w lokalizacji „Lubiatowo-Kopalino”. W wyniku decyzji wojewody wydanej w dniu 26 października PEJ otrzymała prawo do dysponowania terenem na potrzeby prac przygotowawczych oraz budowy i późniejszej eksploatacji elektrowni jądrowej. Decyzja szczegółowo określa m.in. zakres terytorialny inwestycji zarówno na lądzie, jak i na morzu, a także precyzuje warunki realizacji inwestycji.

- 19 września Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska wydała decyzję środowiskową dla elektrowni jądrowej na Pomorzu, co poprzedziła analiza ponad 19 tys. stron dokumentacji oraz uzgodnienia transgraniczne z 14 państwami.
- 27 września spółka PEJ i konsorcjum Westinghouse-Bechtel podpisały umowę na opracowanie projektu elektrowni jądrowej tzw. *Engineering Services Contract*. Głównym celem umowy jest zaprojektowanie kluczowych elementów elektrowni. Kontrakt dotyczy również budowy łańcucha dostaw, który uwzględni udział polskich przedsiębiorstw w tym projekcie. Konsorcjum przygotuje ponadto dokumentację potrzebną do uzyskania pozwolenia na budowę elektrowni. Etap projektowania ma potrwać 18 miesięcy. Umowa obejmuje także zagadnienia z zakresu wsparcia procesu inwestycyjnego i jego prowadzenie zgodnie z obowiązującym w RP porządkiem prawnym we współpracy z Państwową Agencją Atomistyki i Urzę-

dem Dozoru Technicznego. Wartość umowy została objęta tajemnicą handlową (z dostępnych w przestrzeni informacyjnej oszacowań wiadomo, że wynosi ona co najmniej kilkaset milionów złotych).

Docelowy wygląd zabudowań EJ Lubiatowo-Kopalino złożonej z 3 bloków AP1000 przedstawiony jest na rysunku 23. Elektrownia będzie zbudowana na terenie leśnym, w odległości kilkuset metrów od brzegu Morza Bałtyckiego. Woda morska ma być wykorzystana do chłodzenia w układzie skraplaczy elektrowni. W tym celu zbudowane zostaną odpowiednie tunele do zasysania i odprowadzania wody chłodzącej do i z elektrowni sięgające na odległość kilku kilometrów od brzegu. Transport materiałów konstrukcyjnych do budowy elektrowni odbywać się będzie zarówno drogami, koleją jak i barkami morskimi cumującymi do keji MOLF. Elektrownia włączona będzie w krajowy system 400 kV Polskich Sieci Elektroenergetycznych zapewne na nowej Stacji Elektroenergetycznej (SE) Choczewo połączonej z pobliskimi stacjami SE Żarnowiec (elektrownia szczytowo-pompowa), SE Gdańsk Przyjaźń oraz SE Słupsk (podmorski kabel stałoprądowy SwePol Link do Szwecji). Elektrownia jądrowa w połączeniu z nowymi mocami wytwórczymi, pochodzącymi z planowanych morskich elektrowni wiatrowych na Bałtyku (kilka GW), całkowicie zmieni strukturę energetyczną Pomorza Gdańskiego, które na mapie energetycznej Polski stanie się bardzo istotnym wytwórcą energii elektrycznej.



Rys. 23. Wizja artystyczna planowanej elektrowni jądrowej w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino w gminie Choczewo z trzema blokami AP1000 (źródło: Polskie Elektrownie Jądrowe).

Fig. 23. Artist concept of the planned nuclear power plant in the Lubiatowo-Kopalino location in the Choczewo commune with three AP1000 units (source: Polskie Elektrownie Jądrowe).

Bloki 7 i 8 w EJ Kozłoduj w Bułgarii na bazie technologii AP1000

Kolejnym krajem Europy środkowo-wschodniej, w którym planuje się budowę bloków AP1000, jest Bułgaria. W Elektrowni Jądrowej w Kozłoduju nad Dunajem, której historia sięga roku 1969, zbudowano łącznie 4 bloki typu WWER-440 oraz dwa bloki WWER-1000 bazujące na technologii reaktorów ciśnieniowych-wodnych z b. ZSRR. Najstarsze cztery bloki zostały wyłączone w latach 2002–2006, co było elementem zobowiązania Bułgarii przed akcesją do Unii Europejskiej. Od dłuższego czasu pojawiała się idea dobudowania w Kozłoduju nowych bloków jądrowych w celu skompensowania ubytku spowodowanego wyłączeniem najstarszych jednostek generacyjnych. Po raz pierwszy budowa bloku 7 z wykorzystaniem technologii AP1000 była już rozważana w 2013 r. przez Bułgarski Holding Energetyczny.

W końcu października 2023 r. rząd Bułgarii podjął decyzję o budowie nowego bloku 7 i rozpoczęciu prac przygotowawczych do budowy bloku 8 w EJ Kozłoduj. Oba mają powstać z wykorzystaniem technologii Westinghouse AP1000. Docelowy termin uruchomienia bloku 7 wyznaczono na 2033 r. zaś bloku 8 dwa do trzech lat później.

Asygnowano kwotę 270 mln USD na prowadzenie prac projektowych. Z dwoma nowymi blokami EJ Kozłoduj uzyska większą moc niż przed wyłączeniem bloków 1–4. Decyzje o budowie bloków AP1000 w Bułgarii otwierają interesujące możliwości współdziałania z Polską w obszarze kooperacji przemysłowej, wymiany informacji naukowo-technicznej, współpracy urzędów dozoru jądrowego itp.

AP300 – najmłodszy w rodzinie

Odpowiadając na trendy rynku związane z konstruowaniem mniejszych niż dotychczas reaktorów o budowie modułowej (SMR – ang. *Small Modular Reactors*), firma Westinghouse Electric postanowiła przystąpić do opracowania konstrukcji o mniejszej mocy, bazującej na doświadczeniach i rozwiązaniach technicznych projektów AP600 i AP1000, w tym szczególnie rozwiązań z obszaru bezpieczeństwa pasywnego. Pierwsze informacje na ten temat pojawiły się w przestrzeni medialnej w połowie 2023 r. Nowo projektowany reaktor SMR oznaczony AP300 (rys. 24) ma się charakteryzować mocą cieplną 900 MW i mocą elektryczną netto 300 MW. Konstruktorzy postanowili wykorzystać konfigurację jednopętlową obiegu



Rys. 24. Widok przekroju bloku elektrowni z małym reaktorem modułowym (SMR) typu AP300 bazującym na technologii AP1000 (źródło: Westinghouse Electric Company).

Fig. 24. Cross-sectional view of the power plant unit with a small modular reactor (SMR) type AP300 based on AP1000 technology (source: Westinghouse Electric Company).

pierwotnego (rys. 2a). Co ciekawe Westinghouse Electric dysponuje wieloletnimi doświadczeniami z pracy bloku energetycznego z reaktorem PWR w tej konfiguracji pochodzącymi z hiszpańskiej EJ José Cabrera o mocy 141 MW zbudowanej w latach 1964–1969 i eksploatowanej do 2006 r. (tab. 1). Zaplanowano wykorzystanie nieco mniejszych elementów o konstrukcji zapożyczonych z AP600/AP1000: zbiornika reaktora i wytwornicy pary, oraz pomp zaprojektowanych dla AP600. Wymiana paliwa w reaktorze ma odbywać się raz na 4 lata. Czas budowy bloku AP300 szacowany jest na zaledwie 36 miesięcy. Zgodnie z dostępnymi informacjami producent planuje uzyskać licencję od U.S. NRC do 2027 r. Kolejne trzy lata może zająć uzyskanie zezwoleń dla poszczególnych lokalizacji i dalsze trzy lata na budowę. Zatem rozpoczęcia eksploatacji pierwszych bloków AP300 można się spodziewać już w pierwszej połowie lat 2030. Producent wskazuje na potencjalnie szeroki obszar możliwych aplikacji bloków AP300, oprócz generacji energii elektrycznej dla energetyki zawodowej będą nimi: wytwarzanie ciepła procesowego dla przemysłu, kogeneracja, wielkoskalowa produkcja wodoru i odsalanie wody morskiej. Dzięki dużemu zakresowi regulacyjności bloki AP300 dobrze nadawać się będą do współpracy z systemami energetycznymi z dużym udziałem generacji ze źródeł odnawialnych: elektrowni wiatrowych i słonecznych.

* * *

Zacytowane na początku artykułu słowa z pochodzącego sprzed ponad pół wieku raportu „Klubu Rzymskiego” niespodziewanie zyskały na aktualności w trzeciej dekadzie XXI wieku. Powrót do energetyki jądrowej – do niedawna uznawanej w świecie zachodnim za „technologię schyłkową” staje się stopniowo faktem, gdy okazało się, że odnawialne źródła energii, nawet wsparte systemami jej magazynowania, nie są w stanie zrealizować ambitnych planów dekarbonizacji obszaru wytwarzania energii elektrycznej. Jednocześnie elektrownie gazowe, uznane już w niektórych krajach za technologię przejściową w drodze do pełnej implementacji energetyki odnawialnej, obnażyły swą słabość wobec problematycznej niezawodności dostaw gazu ziemnego i jego wysokich cen. Pewną i stabilną pracę w podstawie systemów elektroenergetycznych nowoczesnych krajów uprzemysłowionych i zaspokojenie potrzeb energochłonnych gałęzi gospodarki narodowej najlepiej zapewnić mogą tylko elektrownie ciepłne, z których wielu istniejących rodzajów praktycznie pełną bezemisyjnością odznaczają się wyłącznie elektrownie jądrowe. Zastępowanie trwale eliminowanych z systemu bloków elektrowni węglowych w najbliższych dwóch dziesięcioleciach w najwyższym stopniu zapewnić mogą nowoczesne i sprawdzone bloki jądrowe zdolne do pracy przez okres 60–80 lat – właśnie takie jak AP1000, a w dalszej perspektywie także SMR-y, których przykładem jest wspomniany powyżej AP300.

Notka o autorze

Dr inż. Jacek Nowicki – ekspert ds. systemów elektrycznych w Departamencie Bezpieczeństwa Jądrowego PAA od listopada 2023 r. Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej z 1988 r., gdzie również obronił doktorat w 1996 r. Zawodowo związany przez wiele lat z polskimi i międzynarodowymi firmami przemysłu elektrotechnicznego i budownictwa energetycznego: ZWAR, ABB, Schneider Electric, VA Tech, Elektrobudowa i Erbud International. W latach 2017–23 był Sekretarzem Generalnym Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Od 2022 r. jest przewodniczącym Komitetu Energetyki Jądrowej SEP.

Literatura

1. Praca zbiorowa pod redakcją G. Ackermana, *Eksploatacja elektrowni jądrowych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1987 r.
2. Celiński Z., Strupczewski A., *Podstawy energetyki jądrowej*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1984 r.
3. Celiński Z., *Energetyka jądrowa*, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1991 r.
4. Cummins W. E., Corletti M. M., Schultz T. L.; Westinghouse Electric Company – *Westinghouse AP1000 Advanced Passive Plant*, Proceedings of ICAPP, Cordoba, Spain, May 4-7, 2003, Paper 3235.
5. Doechnert B., Westinghouse Electric Belgium; *Projekt reaktora energetycznego AP1000*, tłumaczenie polskie, 2008 r.
6. Fernández-Arias P., Vergara D. – Department of Mechanical Engineering, Catholic University of Ávila, Spain; Orosa J.A. – Department of N. S. and Marine Engineering, Universidade da Coruña, Spain, *A Global Review of PWR Nuclear Power Plants*, „Applied Sciences”, June 2020.
7. Jones S.; Westinghouse Electric Company LLC; *Business perspective: supply chain during building of AP1000 Plant in the world and Poland*, handout z prezentacji podczas szkolenia „Polski przemysł dla energetyki jądrowej”, Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska, Warszawa czerwiec 2023 r.
8. Kaniewski J., Kielbasa W., Koszuk Ł., Kuczyński A., Rabiński M., Rzymkowski K., Strupczewski A. (Adam), Strupczewski A. (Andrzej), *Leksykon angielsko-polski energetyki jądrowej*, Stowarzyszenie Ekologów na Rzecz Energii Nuklearnej SEREN i Ministerstwo Energii, Warszawa 2017 r.
9. Kielbasa W. – *Bezpieczeństwo elektrowni jądrowych z reaktorami generacji III/III+*, prezentacja podczas Seminarium Komitetu Energetyki Jądrowej SEP, Politechnika Warszawska, 28 listopada 2019 r.
10. Kubowski J., *Elektrownie jądrowe*, wyd. II, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2014 r.
11. Miller A., *Turbiny elektrowni jądrowych. Zagadnienia konstrukcyjne i przepływowe*. Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1981 r.
12. Nowicki J., *Blok jądrowy z reaktorem energetycznym AP1000. Rozwiązania konstrukcyjne i perspektywy zastosowań*, „Energetyka”, nr 8/2020.
13. Nowicki J., Cechy bezpieczeństwa, rozwiązania konstrukcyjne i doświadczenia wdrażania koreańskich bloków jądrowych APR-1400, „Bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna”, nr 1(127)/2023.
14. Nowicki J., *Polski przemysł dla energetyki jądrowej. Wytyczne wspomagające działania przedsiębiorstw krajowych w budowie elektrowni jądrowych. Część elektryczna elektrowni jądrowej*. Ministerstwo Energii i COSiW SEP, Warszawa 2017.
15. Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, wyd. VII, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2014.
16. *Status report 81 – Advanced Passive PWR (AP 1000)*, International Atomic Energy Agency, Vienna, update: 04-04-2011, <https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf> (dostęp 16-08-2023).

Stacje ASS-500 jako główny element sieci monitoringu radiologicznego powietrza w Polsce

The ASS-500 stations as the main element of the radiological monitoring network of the air in Poland

Krzysztof Isajenko¹, Barbara Piotrowska¹, Olga Stawarz¹, Koleta Kurek²

¹ Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej

² Uniwersytet Gdański

Streszczenie: Radiologiczny monitoring powietrza atmosferycznego w Polsce realizowany jest od ponad 30 lat m.in. przez sieć stacji ASS-500 rozmieszczonych obecnie w 13 lokalizacjach na terenie całego kraju. Właścicielem wszystkich stacji ASS-500 w Polsce jest Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej (CLOR). CLOR nadzoruje pracę sieci na podstawie umowy z Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki. Wyniki pomiarów spektrometrycznych aerozoli powietrza atmosferycznego zgromadzonych na filtrach eksponowanych w stacjach przesyłane są do CLOR, a następnie opracowywane w formie sprawozdań miesięcznych, kwartalnych i rocznych. Równolegle prowadzona jest internetowa baza danych, zawierająca wszelkie istotne informacje o próbkach i rezultatach badań. Dzięki wykonywanym pomiarom i szacowaniu dawek możliwe jest poznanie zagrożeń dla zdrowia ludzi. Stały nadzór nad siecią stacji umożliwia także uzyskanie informacji zmierzających do wykrycia źródła różnych zdarzeń radiacyjnych, jakie mogły wystąpić w Europie czy na całym świecie.

W pracy przedstawiono ogólne informacje dotyczące pracujących w sieci wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych w powietrzu stacji ASS-500, a także opis stacji mobilnych, takich jak: stacja do poboru aerozoli z powietrza atmosferycznego, stacja do poboru jodu w postaci gazowej i stacja do poboru gazów szlachetnych, równie ważnych do oceny poziomu radioaktywności powietrza. Dodatkowo przytoczono kilka przykładów zdarzeń radiacyjnych, które zostały zarejestrowane przez stacje ASS-500.

Słowa kluczowe: Monitoring radiologiczny, aerozole powietrza, stacja ASS-500, zdarzenie radiacyjne, gazy szlachetne, jod gazowy.

Summary: Radiological monitoring of atmospheric air in Poland is realizing from more than 30 years i.a. by network of the ASS-500 stations, which are currently located in 13 places throughout the country. Central Laboratory for Radiological Protection is the owner of all ASS-500 stations in Poland. CLOR supervises the network on the basis of an agreement with the President of the National Atomic Energy Agency. The results of spectrometric measurements of atmospheric air aerosols collected on filters exposed in the stations are sent to CLOR and then prepared in the form of monthly, quarterly and annual reports. Online database containing important informations about samples and research results is also conducted. Thanks to performed measurements and dose estimation it is possible to learn about the threats to human health. Permanent supervision over the network also enables obtaining information aimed at detecting the source of various radiation events that may have occurred in Europe or around the world.

This work presents general information about the ASS-500 stations operating in the network of early detection of radioactive contamination in the air. Mobile stations were also described, such as: the station for collecting aerosols from atmospheric air, the station for collecting iodine in gaseous form and the station for collecting Noble gases. All of the presented stations are very important in estimating the level of the air radioactivity. Additionally, several examples of radiation events recorded by the ASS-500 stations were mentioned.

Keywords: Radiological monitoring, air aerosols, ASS-500 station, radiation event, Noble gases, iodine gas.

1. Wprowadzenie

Na atmosferę ziemską składają się zarówno gazy, jak i aerozole. Pojęcie aerozoli promieniotwórczych obejmuje te, w których cząstkami koloidalnymi są substancje promieniotwórcze. Powstają one naturalnie jako efekt działania promieniowania kosmicznego na składniki atmosfery lub rozpadu radonu. Ponadto w powietrzu mogą się pojawić aerozole promieniotwórcze pochodzenia sztucznego, powstałe w wyniku zamierzonej lub niekontrolowanej działalności człowieka.

Wraz z wprowadzeniem traktatu „O całkowitym zakazie prób z bronią jądrową” (*Comprehensive Nuclear Test-Ban Treaty* – CTBT) dnia 24 września 1996 roku nastąpiła konieczność kontroli obecności izotopów promieniotwórczych w powietrzu, aby możliwa była identyfikacja i określenie miejsca potencjalnej eksplozji lub awarii jądrowej na świecie. Powstał wówczas międzynarodowy system monitoringu, obejmujący stacje seismologiczne, radiologiczne, hydroakustyczne i infradźwiękowe. Jednak w Polsce monitoring skażeń promieniotwórczych powietrza rozpoczęto już w latach 70. XX wieku. Wydawać by się mogło, że ze względu na brak energetyki jądrowej w naszym kraju nie ma potrzeby kontroli powietrza pod względem radiologicznym, jednak należy pamiętać, że w wielu krajach europejskich działają elektrownie jądrowe, a tym samym niewykluczone jest pojawienie się aerozoli promieniotwórczych pochodzenia sztucznego na terenach Polski. Obecnie w odległości do 300 km od granic naszego państwa znajduje się 9 czynnych elektrowni jądrowych, wykorzystujących 22 reaktory energetyczne o łącznej mocy ok. 15,5 GWe [1].

2. System wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych

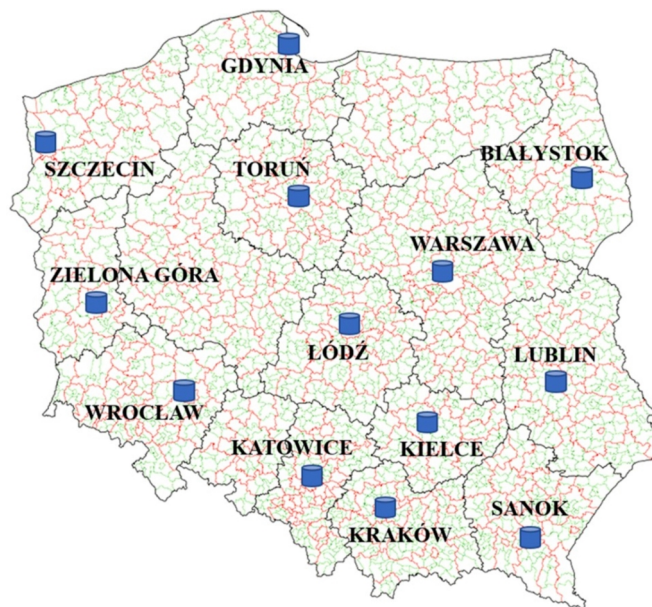
Krajowy System Wykrywania Skażeń i Alarmowania (KSWSiA) jest odpowiedzialny za prognozowanie, przeciwdziałanie i likwidację skażeń chemicznych, biologicznych i promieniotwórczych w Polsce. Obecnie funkcjonowanie KSWiA jest regulowane przez rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 7 stycznia 2013 r. w sprawie systemów wykrywania skażeń i powiadamiania o ich wystąpieniu oraz właściwości organów w tych sprawach (Dz.U. 2013, poz. 96) [2]. Jedną z gałęzi tego systemu jest koordynowany przez Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki system stacji wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych, na który składają się stacje pomiarowe, podstawowe placówki pomiarowe i placówki specjalistyczne [3]. W skład systemu wchodzi: stacje automatyczne PMS (*Permanent Monitoring System*), służące do pomiaru mocy dawki, stacje IMiGW-PIB, stacje pomiarowe Ministerstwa Obrony Narodowej oraz trzynastę stacji ASS-500 (*Aerosol Sampling Stations*), które stanowią główny element sieci monitoringu.

2.1. Sieć stacji ASS-500

Stacje ASS-500 zostały zaprojektowane przez Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej w Warszawie (stacja posiada patent nr 184966 od dnia 14.11.1997 r., wydany dnia 17.06.2003 r.), a pierwsza z nich stanęła w Warszawie w 1992 r. Początkowo stacje znajdowały się w Warszawie, Białymstoku, Gdyni, Krakowie i Lublinie. W roku 2000 sieć stacji obejmowała już 10 lokalizacji (przybyły stacje w Sanoku, Wrocławiu, Szczecinie, Katowicach oraz w Świerku (w pobliżu dawnego Instytutu Energii Atomowej, obecnie Narodowego Centrum Badań Jądrowych, gdzie działa jedyny polski badawczy reaktor jądrowy MARIA; aktualnie stacja nie pracuje w sieci ASS-500)). Natomiast obecnie stacje znajdują się w 13 miejscach zaznaczonych na mapie zaprezentowanej na rysunku 1. W 2011 r. rozpoczęto produkcję stacji NASS-500 (fot. 1) – taką nazwę nadano nowo instalowanym stacjom, aby odróżnić je od starszych, działających stacji ASS-500. Nowy typ stacji w pierwszej kolejności uruchomiono w Warszawie i Lublinie, a następnie sukcesywnie dokonywano wymiany urządzenia na nowszą wersję w pozostałych lokalizacjach. Po wymianie wszystkich stacji powrócono do dawnej, historycznej nazwy stacji, tj. ASS-500. Aktualną lokalizację wszystkich stacji wraz z datą instalacji najnowszego modelu zestawiono w tabeli 1.

Aby sieć stacji równomiernie pokrywała obszar naszego kraju, warto byłoby ją uzupełnić o trzy dodatkowe lokalizacje, np.: w Koszalinie, w Olsztynie oraz w Poznaniu lub Pile.

Oprócz stacji pracujących w Polsce stacje ASS-500 zostały zainstalowane w ponad 40 lokalizacjach w Europie i w kilkunastu miejscach poza naszym kontynentem.



Rys. 1. Rozmieszczenie stacji ASS-500 na terenie Polski [stan na rok 2023] (źródło: opracowanie własne).

Fig. 1. Location of the ASS-500 stations in Poland [in the year 2023] (source: own work).

Tabela 1. Lokalizacja stacji ASS-500 w Polsce (z datą instalacji nowego modelu stacji).**Table 1.** Location of the ASS-500 station in Poland (with the date of installation of the new station model).

Lokalizacja	Szerokość geograficzna	Długość geograficzna	Rok instalacji
Warszawa	52,3015	20,9878	2010
Białystok	53,1279	23,1648	2018
Gdynia	54,5209	18,5463	2020
Katowice	50,2706	19,0267	2021
Kielce	50,8808	20,6576	2021
Kraków	50,0914	19,8879	2019
Lublin	51,2609	22,5127	2010
Łódź	51,7445	19,4500	2021
Sanok	49,5500	22,2010	2018
Szczecin	53,4207	14,5350	2018
Toruń	53,0167	18,5580	2020
Wrocław	51,1059	17,0629	2019
Zielona Góra	51,9435	15,5302	2019

Pracują one niezależnie od sieci monitoringu w naszym kraju. Część tych stacji została wyprodukowana przez CLOR, inne – przez niemiecką firmę PTI (niem. *Physikalisch Technische Innovation*) z Erlangen na polskiej licencji.

2.2. Informacje ogólne o stacji ASS-500

Stacja ASS-500 jest to wolnostojące urządzenie przeznaczone do rutynowej kontroli promieniotwórczych zanieczyszczeń powietrza, zarówno w sytuacji normalnej, jak i zagrożenia radiologicznego. Pobór aerozoli na filtr pozwala na wykonanie pomiarów spektrometrycznych naturalnych i sztucznych radionuklidów, a rejestracja ich stężeń jest na poziomie dziesiątych części Bq/m^3 . W normalnej sytuacji radiologicznej okres poboru próbki wynosi tydzień. W tym czasie przez filtr przepływa ok. 70–80 tys. m^3 powietrza. Jeśli w powietrzu zostałyby wykryte sztuczne izotopy promieniotwórcze lub w przypadku zaistnienia przesłanek do intensyfikacji badań, częstość pozyskiwania próbek powinna być odpowiednio zwiększona przez skrócenie czasu ich poboru do kilku dni (np. po awarii elektrowni jądrowej Fukushima Dai-ichi filtry były wymieniane i mierzone w części stacji początkowo dwa, a potem nawet trzy razy w tygodniu) lub nawet kilkunastu minut (okres po awarii czarnobylskiej). Pobór próbek aerozoli z powietrza następuje w sposób ciągły. Stacja jest przystosowana do pracy w zmiennych warunkach meteorologicznych, tj. w dużym zakresie różnicy temperatur, przy zmieniającym się ciśnieniu czy wilgotności, a także przy mniejszym lub większym zapyleniu.

**Fot. 1.** Nowy model stacji ASS-500 (stacja NASS-500) (źródło: zdjęcie własne).**Photo 1.** New model of the ASS-500 station (the NASS-500 station) (source: own photo).

2.3. Pomiary filtrów powietrza

Dotychczas we wszystkich stacjach stosowany był jeden rodzaj filtrów – filtr Petrianowa FPP-15-1.5, o wysokiej wydajności zbierania rzędu od 96 do 99% dla aerozoli o średnicy pomiędzy 0,3 a 1,25 μm przy liniowych prędkościach przepływu powietrza zmieniających się od 0,25 do 4 m/s oraz spadku ciśnienia na filtrze p od 500 do 9300 Pa [4].

Każdy filtr wyjmowany ze stacji mierzony jest dwukrotnie za pomocą wysokorozdzielczej spektrometrii promieniowania gamma, która wykorzystuje detektory półprzewodnikowe HPGe. Pomiar pierwszy jest pomiarem poglądowym, który ma na celu stwierdzenie ewentualnej obecności radionuklidów pochodzenia sztucznego. Trwa on 3000 s i wykonuje się go bezpośrednio po zakończeniu poboru. Przygotowanie próbki do pomiaru właściwego (wykonywanego po dwóch dobach od momentu zakończenia poboru i trwającego 80 000 s) sprowadza się do oddzielenia części włóknistej filtra z osadzonym na niej pyłem od podłoża i sprasowaniu jej do postaci krążka o średnicy 5,1 mm i grubości od 3 do 6 mm (w zależności od ilości zebranego pyłu).

Pomiary zwykle dzieli dwudniowy odstęp, który pozwala na rozpad nadmiaru krótkożytych izotopów naturalnych, obecnych w powietrzu w dość dużych stężeniach i uniemożliwia dokładną analizę składu izotopowego filtrów. W momencie gdy pomiar wstępny wykazuje podwyższoną aktywność radionuklidów pochodzenia sztucznego, pomiar podstawowy należy wykonać natychmiast po nim.

W związku z obecną sytuacją geopolityczną pojawiła się konieczność uniezależnienia się od jedynej dostawcy filtrów, z którego korzystaliśmy. Dlatego poszukiwano innych rodzajów filtrów, które mogłyby zastąpić dotychczas używane. Po zapoznaniu się z propozycjami, które dostępne są na międzynarodowym rynku, zdecydowano się

na filtry amerykańskie – filtry te są produkowane z włókniny typu meltblown (MB AP2), wykorzystywanej m.in. do produkcji maseczek, stawiającej bardzo mały opór dla przepływającego powietrza, a jednocześnie posiadającej bardzo dobre właściwości filtrujące. Włóknina ta jest na brzegach połączona z podkładem wykonanym z polipropylenu typu spunbond (PP Spunbond) o bardzo dobrej wytrzymałości, który jednocześnie stawia bardzo mały opór przepływającemu powietrzu. Sama włóknina MB AP2 jest bardzo łatwo ściśliwa (bezproblemowe doprowadzenie do stosowanej dotychczas geometrii pomiarowej) i po ściśnięciu zachowuje swój kształt. Filtry te mają właściwości bardzo podobne do stosowanych wcześniej filtrów Petrianowa.

2.4. Stacja przewoźna MASS-1000

W latach 2009–2010 w Zakładzie Dozymetrii Centralnego Laboratorium Ochrony Radiologicznej opracowano i zbudowano przewoźną stację do poboru aerozoli z przyziemnej warstwy powietrza – MASS-1000 (*Mobile Aerosol Sampling Station*, fot. 2). Od 26.03.2009 roku CLOR jest właścicielem patentu na to urządzenie (patent nr 216990 na wynalazek pt.: „Stacja poboru dużych próbek aerozolowych zanieczyszczeń powietrza”, przyznany 28.07.2014 r.).



Fot. 2. Stacja przewoźna MASS-1000 (źródło: zdjęcie własne).
Photo 2. Mobile station MASS-1000 (source: own photo).

Przeznaczeniem stacji jest pobór na filtrze dużych próbek powietrza w dowolnie wskazanym miejscu, z jednoczesną analizą gammaspektrometryczną. Pomiar filtru powinien zostać wykonany metodą wysokorozdzielczej spektrometrii gamma z wykorzystaniem detektorów HPGe. Po pomiarze wykonuje się analizę jakościową i ilościową stężeń izotopów emitujących promieniowanie gamma (naturalnych oraz pochodzenia sztucznego).

Stacja może być wykorzystana do badania aerozolowych zanieczyszczeń powietrza wokół obiektów jądrowych i przemysłowych. Została ona zastosowana między innymi w czasie przechodzenia nad Polską mas powietrza z elektrowni jądrowej Fukushima Dai-ichi (po awarii) w celu określenia stężenia sztucznych izotopów promieniotwórczych (jodu ^{131}I , cesu ^{134}Cs i ^{137}Cs).

2.5. Stacja do poboru jodu w postaci gazowej

W Zakładzie Dozymetrii opracowano również stację służącą do poboru jodu w postaci gazowej (fot. 3). Urządzenie to jest pomocne w kontroli promieniotwórczych zanieczyszczeń powietrza wokół obiektów jądrowych i zapewnia wykrywalność jodu w powietrzu przy jego stężeniu na poziomie 10 mBq/m^3 . Po awarii elektrowni jądrowej w Czarnobylu badania pokazały, że stosunek jodu gazowego do aerozolowego w powietrzu wynosił 3:1,



Fot. 3. Przewoźna stacja do poboru jodu w postaci gazowej (źródło: zdjęcie własne).

Photo 3. Mobile station for collecting iodine in gaseous form (source: own photo).

a więc od jodu gazowego otrzymywano trzy razy większe dawki.

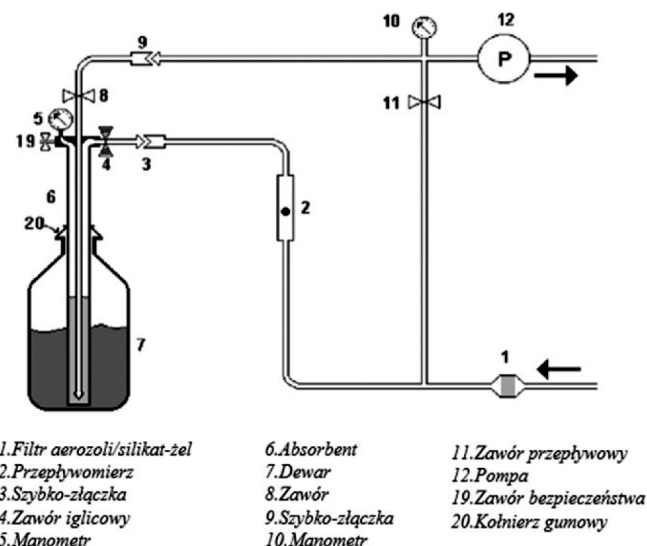
W celu ochrony absorbentu (filtru węglowego) przed skażeniem na wlocie zainstalowano filtr Petrianowa, który nie tylko eliminuje ze strugi powietrza wszelkie aerozole promieniotwórcze, ale również po poborze próbki może służyć do pomiarów aerozoli znajdujących się w powietrzu atmosferycznym.

Do absorpcji gazowego jodu stosuje się filtr węglowy, zawierający węgiel aktywny impregnowany TEDA z jodkiem potasu KI, ponieważ pozwala on na wychwyt i związanie gazowej postaci jodu, który może się pojawić w powietrzu atmosferycznym na skutek awarii czy uwolnienia. Stosowane w stacji złożo węglowe zapewnia laminarny przepływ strugi powietrza o stałej temperaturze. Boczna ściana pojemnika ze złożem węglowym jest wykonana ze stali kwasoodpornej, która nie wchodzi w reakcje z jodem, a jej grubość oraz odpowiednie zaprogramowanie prędkości przepływu (tak, aby czas przebywania strugi powietrza w kartridżu z węglem aktywowanym wynosił nie mniej niż 0,2 s) pozwala na całkowitą niezależność od wpływu wilgotności powietrza na absorpcję jodu, w konsekwencji wydajność absorpcji utrzymuje się na poziomie 90–100%. Wielkość kartridża jest tak dobrana, że odpowiada objętości pojemnika typu Marinelli 450 ml. Po poborze próbki węgiel jest przesypywany do pojemnika pomiarowego i mierzony za pomocą spektrometru z detektorem półprzewodnikowym HPGe.

2.6. Stacja do poboru gazów szlachetnych

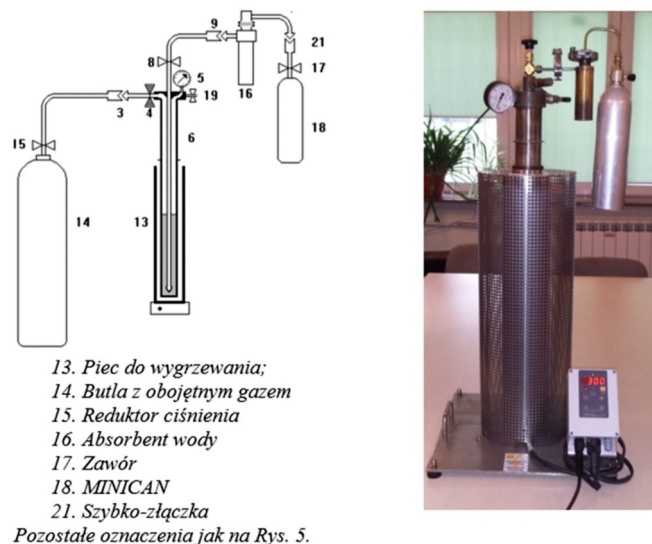
Stacja do poboru gazów szlachetnych (rys. 2) została udostępniona CLOR przez Instytut Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) we Freiburgu (Niemcy) na podstawie dwustronnego porozumienia zawartego 8 czerwca 2015 r. Od tego czasu Zakład Dozymetrii dokonuje poborów gazów szlachetnych (w CLOR w Warszawie oraz w okolicach Narodowego Centrum Badań Jądrowych w Świerku), a BfS wykonuje analizę jakościową i ilościową pobranych próbek.

W kolumnie z absorbentem (oznaczenie 6 na rys. 2) panuje podciśnienie poniżej 0,5 bar, co zapobiega skraplaniu się tlenu i azotu, a wartość przepływu może wynosić ok. 60–100 litrów/min. Po pobraniu gazów szlachetnych do absorbentu, w celu przeniesienia ich do naczyń transportowo-pomiarowych, kolumnę z absorbentem umieszcza się w specjalnym piecu, w którym kolumna z absorbentem jest wygrzewana przez około godzinę w temperaturze 300°C, a w dalszej kolejności następuje transfer do pojemników MINICAN (rys. 3) przez wymywanie absorbentu gazami obojętnymi. Po napełnieniu MINICAN jest wysyłany do Instytutu BfS, gdzie jest poddawany pomiarom zawartości gazów szlachetnych. Do CLOR zostają przesłane wyniki tych pomiarów.



Rys. 2. Schemat stacji do poboru gazów szlachetnych (źródło: instrukcja poboru gazów szlachetnych – A. Boratyński).

Fig. 2. Scheme of the station for collecting Noble gases (source: Instruction for collecting of Noble gases – A. Boratyński).



Rys. 3. Schemat i zdjęcie stanowiska do transferu gazów szlachetnych do MINICANA (źródło: instrukcja poboru gazów szlachetnych – A. Boratyński).

Fig. 3. Scheme and photo of the station of Noble gases to MINICAN transfer (source: Instruction for collecting of Noble gases – A. Boratyński).

3. Zastosowanie stacji ASS-500 – wykrywanie awarii jądrowych i innych zdarzeń radiacyjnych

W sytuacji normalnej pomiary nie powinny wykazywać obecności sztucznych izotopów promieniotwórczych, dlatego jeśli taki występuje na filtrze, nasuwa się pytanie, czy i gdzie doszło do awarii jądrowej lub innego incydentu związanego z uwolnieniem substancji promieniotwórczych do atmosfery. W społeczeństwie panuje przekonanie, że zdarzenia radiacyjne powodują negatywne skutki zarówno dla ludzi, jak i dla środowiska. Jednak w rzeczywistości

efekt awarii czy incydentu nie zawsze musi być katastrofalny lub wpływać długookresowo na otoczenie. Monitoring powietrza za pomocą stacji ASS-500 pozwala na wykrycie nawet niewielkich stężeń izotopów promieniotwórczych. Otrzymywane od nich dawki nie wpłyną negatywnie na zdrowie ludzi.

W dalszej części niniejszego rozdziału przytoczone zostaną przykłady kilku zdarzeń radiacyjnych wykrytych przez sieć stacji ASS-500.

3.1. Pożary terenów skażonych cezem ^{137}Cs

Zdarzeniem radiacyjnym wykrytym przez sieć stacji ASS-500 był pożar lasów w okolicach elektrowni jądrowej w Czarnobylu na przełomie maja i czerwca 1992 r. Po awarii jądrowej w kwietniu 1986 roku doszło do depozycji cezmu ^{137}Cs na terenach w sąsiedztwie elektrowni [5]. Izotop ten wniknął do znajdującej się tam gleby i roślinności. Następstwem pożaru lasu było uwolnienie zawartych w koronach i pniach drzew substancji promieniotwórczych w postaci aerozoli. W Polsce zarejestrowano to zdarzenie w sieci stacji ASS-500 jako dość duży wzrost stężenia cezmu ^{137}Cs w powietrzu. Maksymalną wartość stężenia, wynoszącą $33,5 \text{ Bq/m}^3$, zmierzono na filtrze pochodzącym ze stacji CLOR w Warszawie. (eksponowanym w stacji w standardowym czasie – jednego tygodnia). W sytuacji normalnej stężenia cezmu ^{137}Cs w powietrzu w Warszawie rejestrowane są na poziomie pojedynczych Bq/m^3 .

Podobna sytuacja miała miejsce w okresie wakacyjnym w 2002 r., kiedy doszło do ogromnych pożarów lasów i torfowisk w północnej Ukrainie, na Białorusi i w środkowej części wschodniej Polski. Żywiół objął między innymi obszar Biebrzańskiego Parku Narodowego i z tego powodu doszło tam do zaniku rzadkich gatunków roślin. W tym czasie nad Polską przeważały wiatry z kierunku wschodniego. Płonące lasy i torfowiska spowodowały uwolnienie z podłoża do atmosfery cezmu ^{137}Cs , co zarejestrowano na stacjach pracujących w Białymstoku i Lublinie.

3.2. Stopnienie źródła cezmu ^{137}Cs

Kolejna anomalia miała miejsce w maju 1998 roku w zakładzie przerobu złomu Acerinox w Algeciras w Hiszpanii. Źródło cezmu ^{137}Cs z miernika zostało stopione wraz z surowką stalową w piecu w hucie, a system alarmowy nie zadziałał w porę i pozwolił na uwolnienie skażonego powietrza poza budynek huty do środowiska. Stopnienie tego izotopu spowodowało uwolnienie chmury radioaktywnej, która nie została wykryta przez detektory komińowe Acerinox, ale jej obecność zarejestrowano we Francji, Włoszech, Szwajcarii, Niemczech i Austrii. Zmierzone poziomy radioaktywności były do tysiąca razy wyższe niż normalnie. Konsekwencjami incydentu było narażenie sześciu osób na niewielki poziom skażenia cezmem ^{137}Cs oraz znaczne wydatki na dekontaminację, przechowanie

odpadów i przerwy w produkcji w fabryce. Największe stężenia cezmu ^{137}Cs w powietrzu odnotowano w południowej Francji (ponad 2400 Bq/m^3), natomiast w Polsce zmierzono $22,5 \text{ Bq/m}^3$ na filtrze pochodzącym ze stacji w Katowicach. We francuskiej sieci monitoringu powietrza działają, poza stacjami innych typów, cztery stacje typu ASS-500 wyprodukowane przez firmę niemiecką na licencji polskiej.

3.3. Incydent 3. stopnia w skali INES w elektrowni jądrowej w Paks

Do nietypowego incydentu doszło 10 kwietnia 2003 r. w elektrowni jądrowej w Paks na Węgrzech. Stosowane w latach 90. XX wieku generatory pary borykały się z nawracającym problemem korozji stalowego dystrybutora wody zasilającej. Ich oczyszczanie doprowadziło po pewnym czasie do zanieczyszczenia zainstalowanych w reaktorach prętów paliwowych osadami magnetytu. Dlatego też wyłączono reaktor nr 2, a pręty zostały skierowane do czyszczenia. Po zakończeniu działań pompa zbiornika z zainstalowanym urządzeniem została uruchomiona, lecz jej wydajność była ponad dziesięciokrotnie niższa, niż podczas normalnej pracy. Poziom wody w zbiorniku podniósł się, a detektory zarejestrowały krótkotrwałe wystąpienie radioaktywnego kryptonu ^{85}Kr w zbiorniku urządzenia czyszczącego. Pracownicy elektrowni otworzyli pokrywę zbiornika w celu poznania przyczyny wzrostu radioaktywności. Spowodowało to wydostanie się ze zbiornika m.in. gazów szlachetnych o wysokich aktywnościach. Zostały one szybko usunięte z hali przez system wentylacji [6].

W związku z tym, że na zewnątrz elektrowni przedostały się przede wszystkim izotopy w postaci gazów szlachetnych, otrzymane dawki miały marginalne znaczenie biologiczne. Zgodnie z ustaleniami Węgierskiej Agencji Energii Atomowej poziomy promieniowania na terenach przylegających do elektrowni były tylko o ok. 10% powyżej normy. W Polsce stacja w Sanoku była jedyną, która odnotowała to zdarzenie. Stężenie jodu ^{131}I zmierzone na filtrze eksponowanym w 15 tygodniu 2003 r. w tej stacji było na poziomie $43,6 \text{ Bq/m}^3$. Mierzone stężenia jodu ^{131}I w stacji w Sanoku w sytuacji „normalnej” są zazwyczaj na poziomie niższym niż granica wykrywalności stosowanej metody pomiarowej (czyli poniżej pojedynczych Bq/m^3 czy nawet ułamków Bq/m^3). Zarejestrowane wtedy stężenie było na poziomie, który w żaden sposób nie mógł zagrozić zdrowiu osób oddychających takim powietrzem. O rzeczywistym zagrożeniu moglibyśmy mówić przy stężeniach dziesiątki milionów razy wyższych.

3.4. Awaria elektrowni jądrowej Fukushima-Dai-ichi

Najpoważniejszą awarią, jaka miała miejsce w ostatnim czasie, była awaria elektrowni jądrowej Fukushima-Dai-ichi w Japonii w marcu 2011 r. Do awarii doszło na skutek bardzo silnego trzęsienia ziemi z epicentrum w odległości

ok. 130 km od wschodniego wybrzeża Japonii. Jego siła została oceniona na 9 stopni w skali Richtera. W następstwie tego trzęsienia powstała olbrzymia fala tsunami (osiągająca miejscami ponad 9 metrów wysokości), która była bezpośrednią przyczyną awarii. Fala zniszczyła zbiorniki paliwa i uniemożliwiła pracę generatorów diesla, zasilających układy awaryjnego chłodzenia. Rosnąca temperatura reaktorów spowodowała parowanie wody i wzrost ciśnienia pary, co przełożyło się na odsłonięcie koszulek prętów paliwowych i produkcję wodoru przez reakcję powstałej pary wodnej z cyrkonem, a w konsekwencji, do wybuchu wodoru w reaktorze 1 i 3 [7].

Niecałe dwa tygodnie po awarii w Fukushima podwyższone stężenia jodu ^{131}I oraz cezu ^{134}Cs i ^{137}Cs zarejestrowały wszystkie stacje ASS-500 w Polsce. Taka sytuacja trwała od 23 marca do 26 kwietnia 2011 r. [8]. W apogeum przechodzenia chmury radioaktywnej znad Japonii stężenia jodu ^{131}I w powietrzu na terenie naszego kraju przyjmowały wartości ponad tysiąc razy większe niż w normalnej sytuacji, jednak nie stwarzało to większego ryzyka dla zdrowia ludności. Dla porównania stężenia tego samego izotopu po awarii w Czarnobylu (w okresie 30 kwietnia – 2 maja 1986 r.) były rzędu 100–200 Bq/m³, a jak pokazały później przeprowadzone badania, wbrew panującemu wtedy poczuciu zagrożenia w społeczeństwie nie wywołały ewidentnych skutków zdrowotnych.

Maksymalne wartości stężenia ^{131}I odnotowano dla okresu ekspozycji filtru: 28–30 marca 2011 r. Największe stężenie tego izotopu zmierzono na filtrze pochodzącym ze stacji w Łodzi (5400 Bq/m³), a najmniejsze – w tym samym czasie poboru – w Gdyni (1850 Bq/m³). Na rysunku 4 przedstawiono wyniki pomiarów stężenia jodu ^{131}I dla wybranych stacji: w Gdyni, Warszawie, Łodzi i Katowicach.

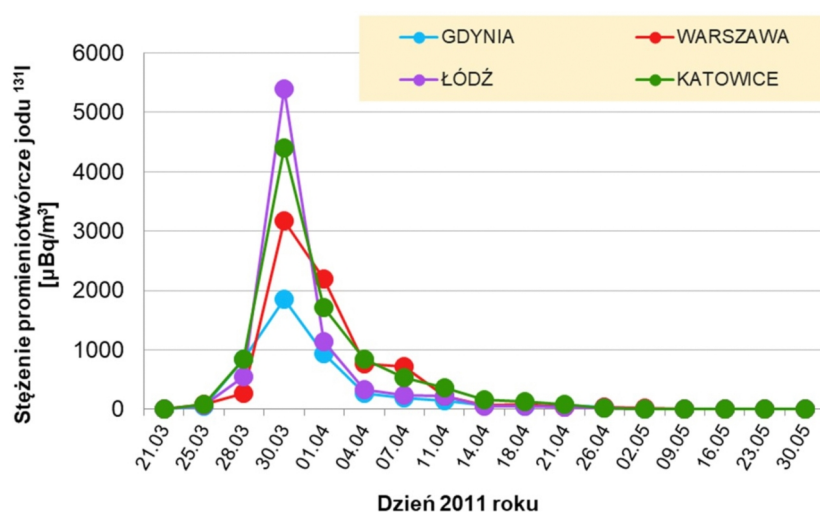
Tak naprawdę awaria w Fukushima nie wpłynęła negatywnie na zdrowie mieszkańców Polski ani na środowisko.

Dawki otrzymane od znajdujących się w powietrzu radioizotopów były zanedbywalnie niskie. Brak negatywnych skutków dla Polski to przede wszystkim kwestia odległości od uszkodzonej elektrowni do granic naszego kraju oraz stosunkowo krótki czas utrzymywania się chmury radioaktywnej nad Polską. Dodatkowo znaczenie miał też kierunek wiatru, który spowodował, że powietrze znad Japonii przesunęło się najpierw w stronę Ameryki Północnej, a następnie nad kolejne kraje Europy i Azji.

3.5. Uwolnienie rutenu ^{106}Ru

Na przełomie września i października 2017 roku pomiary filtrów z powietrzem atmosferycznym pobranym przez stację ASS-500 w Centralnym Laboratorium Ochrony Radiologicznej w Warszawie wykazały niewielkie stężenia promieniotwórczego izotopu rutenu ^{106}Ru . Były one na tyle niskie, że nie stanowiły żadnego zagrożenia dla społeczeństwa. Ze względu na to, że ruten to izotop, który nie występuje naturalnie w środowisku, a oprócz niego nie wykryto innych izotopów promieniotwórczych pochodzenia sztucznego, możliwość wystąpienia awarii jądrowej została wykluczona. Jak się później okazało, przyczyną pojawienia się rutenu w powietrzu była emisja substancji promieniotwórczej z epicentrum koło Czelabińska na Uralu. W tych okolicach odnotowano znaczące – przewyższające normy niemal tysiącrotnie – skażenie izotopem rutenu ^{106}Ru . W Polsce zarejestrowano niewielkie wartości stężeń rutenu ^{106}Ru w powietrzu. W 39. tygodniu 2017 roku największe stężenie zmierzono na filtrze ze stacji w Toruniu (9,93 mBq/m³), a w 40 tygodniu 2017 r. – na filtrze ze stacji w Łodzi (12,19 mBq/m³). W związku z niskimi wartościami stężeń otrzymane dawki dla osób przebywających na terenie Polski były nieznaczne.

Aby jak najsprawniej dochodzić przyczyny pojawienia się sztucznych izotopów promieniotwórczych w powietrzu,



Rys. 4. Stężenie jodu ^{131}I w powietrzu atmosferycznym nad Polską w dniach 21 marca – 30 maja 2011 r. (dane ze stacji ASS-500 w Gdyni, Warszawie, Łodzi i Katowicach) (źródło: opracowanie własne).

Fig. 4. Iodine ^{131}I concentration in the atmospheric air in Poland in the period of 21.03.–30.05.2011 (data from the ASS-500 stations in Gdynia, Warszawa, Łódź and Katowice) (source: own work).

na przełomie lat 70. i 80. XX wieku utworzono Grupę Ro5 („Ring of Five”), pozwalającą na wymianę danych o skażeniach w atmosferze nad Europą. Obecnie należy do niej 18 krajów europejskich, w tym Polska.

Podsumowanie

W 2022 r. minęło 30 lat funkcjonowania sieci stacji ASS-500, która stanowi główny filar monitoringu skażeń promieniotwórczych powietrza w Polsce. Dzięki prowadzonym przez tak długi okres badaniom aerozoli z powietrza atmosferycznego w kilkunastu lokalizacjach w kraju CLOR posiada ogromną liczbę zarejestrowanych wyników pomiarów stężeń radionuklidów. Zgromadzone dane mogą stanowić podstawę znajomości radiologicznego tła dla powietrza przed uruchomieniem elektrowni jądrowej w Polsce. Poza stacjonarnymi stacjami ASS-500 ogromną rolę w kwestii monitoringu wokół przyszłych obiektów jądrowych będą pełniły mobilne stacje: MASS-1000, stacja do poboru jodu w postaci gazowej i aparatura do poboru gazów szlachetnych.

Poza tym o potrzebie prowadzenia kontroli świadczą przedstawione powyżej przykłady zarejestrowanych zdarzeń radiacyjnych, takich jak: awaria elektrowni jądrowej Fukushima Dai-ichi, pożary terenów skażonych sztucznymi izotopami promieniotwórczymi, stopienie źródła cezu ^{137}Cs w zakładzie przerobu złomu, zdarzenie w węgierskiej elektrowni jądrowej czy wykrycie izotopów rutenu ^{106}Ru po wypadku w Czelabińsku. Obserwacje pozwalają na rozpoznanie przejścia chmury radioaktywnej nad krajem i określenie stężeń radioizotopów, a sieć 13 dyspozycyjnych, oddalonych od siebie na podobne odległości stacji sprawia, że w sytuacji zagrożenia jesteśmy gotowi na wykrycie izotopów gamma promieniotwórczych na terenie całego kraju.

Notka o autorach

Krzysztof Isajenko – absolwent Wydziału Fizyki Technicznej i Matematyki Stosowanej Politechniki Warszawskiej, kierownik Zakładu Dozymetrii Centralnego Laboratorium Ochrony Radiologicznej (CLOR) w Warszawie, w latach 2006–2019 był zastępcą Dyrektora CLOR, kierownik akredytowanego Laboratorium Pomiarów Promieniotwórczości Naturalnej, wieloletni członek Komisji

Badania Morza Polskiej Akademii Nauk, wykładowca na Wydziale Fizyki Politechniki Warszawskiej.

Barbara Piotrowska – absolwentka Wydziału Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego (specjalność: fizyka jądrowa), zastępca kierownika Zakładu Dozymetrii CLOR i kierownik ds. technicznych w akredytowanym Laboratorium Pomiarów Promieniotwórczości Naturalnej. W latach 1996–2009 była pracownikiem Wojskowego Instytutu Chemii i Radiometrii. Od wielu lat zajmuje się spektrometrią promieniowania gamma. Prowadzi badania i szkolenia w zakresie pomiarów promieniotwórczości naturalnej w surowcach i materiałach budowlanych.

Olga Stawarz – absolwentka Wydziału Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego (specjalność: fizyka cząstek elementarnych i oddziaływań fundamentalnych). Od 2002 roku pracownik Zakładu Dozymetrii CLOR. Zajmowała się pomiarami radonu i jego produktów rozpadu oraz pełniła funkcję Inspektora Ochrony Radiologicznej. Od 2014 roku kierownik ds. jakości w Laboratorium Pomiarów Promieniotwórczości Naturalnej. Bierze udział w pracach związanych z monitoringiem radiologicznym środowiska, zajmuje się spektrometrią promieniowania gamma, badaniem promieniotwórczości naturalnej surowców i materiałów budowlanych oraz pomiarami promieniowania i oceną dawek w terenie i w miejscach pracy.

Koleta Kurek – studentka 3-go roku Wydziału Matematyki, Fizyki i Informatyki o specjalności Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna na Uniwersytecie Gdańskim.

Literatura

1. Działalność Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki oraz ocena stanu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w Polsce w 2022 roku, Raport roczny, Warszawa 2023.
2. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 7 stycznia 2013 r. w sprawie systemów wykrywania skażeń i powiadamiania o ich wystąpieniu oraz właściwości organów w tych sprawach, Dz.U. 2013, poz. 96.
3. <https://www.gov.pl/web/paa/ocena-sytuacji-radiacyjnej-kraju> (dostęp: 25.09.2023 r.).
4. Isajenko K., Lipiński P., Fajak M., Metodyka poboru aerozoli z przyziemnej warstwy powietrza atmosferycznego w Polsce oraz metodyka pomiarów filtrów powietrza, CLOR, 2013.
5. Isajenko K., Piotrowska B., Stawarz O., Łukaszek-Chmielewska A., Krawczyńska S., Analiza dynamiki skażenia gleby naturalnymi i sztucznymi radionuklidami w województwie opolskim po awarii elektrowni jądrowej w Czarnobylu, Bezpieczeństwo i Technika Pożarnicza, 46, 2, 2017, 42–54.
6. <https://budapesten.blogspot.com/2017/12/wypadek-w-elektrowni-atomowej-na.html> (dostęp: 03.10.2023 r.).
7. <http://nowa.ncbj.edu.pl/fukushima-daiichi/japonskie-elektrownie-jadrowe> (dostęp: 25.09.2023 r.).
8. Fajak M., Isajenko K., Lipiński P., Piotrowska B., Kwiatkowska I., The Radioactivity of the Atmospheric Aerosols Measured in Poland following the Accident in the Fukushima Dai-Ichi Nuclear Power Plant in 2011, Nukleonika, 58, 4, 2013, 497–503.

Analiza zachowania radioizotopów rutenu podczas normalnej eksploatacji obiektów jądrowych oraz w sytuacji awarii jądrowej

Analysis of the behaviour of ruthenium radioisotopes during normal operation of nuclear installations and in the case of accident

Iga Zuba¹, Michał Zuba²

¹ Instytut Chemii i Techniki Jądrowej

² Państwowa Agencja Atomistyki

Streszczenie: Ruten jest jednym z produktów rozszczepienia powstającym w trakcie działania elektrowni jądrowej. Znane są 34 izotopy promieniotwórcze tego pierwiastka, a dwa o najdłuższym czasie połowicznego rozpadu to: ^{103}Ru ($T_{1/2} = 39$ d) oraz ^{106}Ru ($T_{1/2} = 368$ d). Zachowanie radionuklidów rutenu ze względu na swoje cechy jak wysoka aktywność chemiczna oraz tworzenie lotnych tlenków jest stale badane i monitorowane. W przedstawionej niżej pracy opisane zostało zachowanie się radioizotopów rutenu w trakcie normalnej pracy elektrowni atomowej oraz w sytuacjach awaryjnych. Artykuł porusza także kwestie związane z obecnością radiorutenu w procesie przeróbki wypalonego paliwa jądrowego (PUREX) oraz w odpadach promieniotwórczych. Opisuje udokumentowane awarie i incydenty w obiektach jądrowych, w których doszło do uwolnienia Ru-106 i Ru-103 do środowiska.

Słowa kluczowe: ruten, izotopy rutenu, PUREX, ruten w odpadach wysokoaktywnych, ruten w odpadach średnioaktywnych, wypadki z uwolnieniem Ru-106 i Ru-103 do środowiska.

Abstract: Ruthenium is one of the fission products generated in nuclear power plants. There are 34 known radioactive isotopes of ruthenium, where the two with the longest half-life are: Ru-103 ($T_{1/2} = 39$ d) and Ru-106 ($T_{1/2} = 368$ d). The behavior of ruthenium radionuclides, due to their characteristics like high chemical activity and formation of volatile oxides, is permanently studied and monitored. The paper presented the behavior of ruthenium radioisotopes during normal operation of a nuclear power plant and in emergency situations. The article focuses on problems related to the presence of radioruthene in the reprocessing process of spent nuclear fuel (PUREX) and in radioactive waste. It describes documented accidents and incidents at nuclear facilities, which Ru-106 and Ru-103 were released into the environment.

Keywords: ruthenium, ruthenium isotopes, PUREX, ruthenium in HLW, ruthenium in ILW, accidents with the release of Ru-106 and Ru-103 into the environment.

1. Wstęp

Ruten ma siedem naturalnie występujących izotopów oraz 34 odkryte izotopy promieniotwórcze, z czego dwa o najdłuższym czasie połowicznego rozpadu, powiązane z energią jądrową to Ru-103 oraz Ru-106 [1]. Promieniotwórcze izotopy rutenu są radionuklidami powstającymi podczas rozszczepienia uranu, czyli podczas wypalania się paliwa jądrowego w trakcie normalnej eksploatacji elektrowni jądrowej, a także w trakcie wybuchów jądrowych. Zachowanie się radionuklidów rutenu w trakcie normalnej

pracy obiektów jądrowych oraz w sytuacjach awaryjnych ze względu na wysoką aktywność właściwą oraz zdolność tworzenia lotnych tlenków jest interesującym przedmiotem obecnie prowadzonych badań [2, 3]. Istotność radioizotopów rutenu w kontekście ich transportu i uwolnienia w różnych warunkach analizowana była podczas kilku programów badawczych poświęconych temu zagadnieniu. Dla przykładu, w projekcie „RUSET” (ang. *ruthenium separate effect tests*) badano zachowanie się rutenu w obiegu pierwotnym chłodzenia reaktora podczas awarii z przedostaniem się powietrza do paliwa. Wnioski wy-

ciągnięte po przeprowadzonych eksperymentach pozwoliły na stwierdzenie, że radiologiczne skutki uwolnienia rutenu są porównywalne z tymi obserwowanymi podczas uwolnienia cezu lub jodu [4, 5]. Emisja radioizotopów rutenu do środowiska obserwowana była podczas awarii elektrowni jądrowej w Czarnobylu jak również Fukushima Dai-Ichi. Całkowita ilość rutenu uwolnionego do środowiska w przypadku awarii Czarnobylskiej była znacznie wyższa niż Cs-137, co potwierdziło, że w warunkach awaryjnych ruten może być uwalniany poza matrycę paliwa [6]. Ruten obecny jest także w procesie przeróbki wypalonego paliwa jądrowego (PUREX), gdzie z kwasem azotowym (V)¹ tworzy złożone połączenia kompleksowe. Znaczne jego ilości znajdują się w średnio i wysokoaktywnych odpadach promieniotwórczych [7, 8]. Ilościowe usunięcie radioizotopów rutenu z odpadów promieniotwórczych wciąż stanowi wyzwanie, a w literaturze pojawiają się doniesienia o nowo opracowanych metodach. Jest to ważne w przypadku wysokoaktywnych odpadów ciekłych, które po odpowiednim czasie chłodzenia poddawane są procesowi zestalania. Słaba rozpuszczalność pierwiastka, powoduje bowiem problemy w dalszych etapach wityfikacji odpadów, wpływając na przewodność cieplną i elektryczną końcowego produktu [9].

W niniejszym artykule opisano i omówiono zachowanie rutenu w elektrowniach jądrowych w warunkach normalnych oraz awaryjnych. Poruszono aspekty związane z usuwaniem rutenu podczas procesu przeróbki wypalonego paliwa jądrowego oraz ze średnio i wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych. Przedstawiono programy badawcze realizowane w różnych instytutach na świecie, w których badano zachowanie rutenu w warunkach awarii w elektrowni jądrowej. Opisano także udokumentowane w piśmiennictwie wypadki lub incydenty związane z uwalnianiem radioizotopów rutenu do środowiska.

2. Ru – produkt rozszczepienia podczas eksploatacji elektrowni atomowej

Ruten jest jednym z produktów rozszczepienia należącym do grupy platynowców, gdzie ok 70% izotopów Ru powstałych w wyniku rozszczepienia występuje w postaci stabilnej. W trakcie pracy reaktora jądrowego pierwiastek ten gromadzony jest przede wszystkim w formie metalicznej jako stop Pd-Rh-Ru-Mo-Tc zwany także białymi okluzjami [10, 11]. Ilość rutenu powstającego podczas normalnej pracy elektrowni atomowej zależy od eksploatowanego w niej rodzaju paliwa jądrowego, czasu jego wypalania i chłodzenia. Wiadomo, że wydajność rutenu z reakcji rozszczepienia (współczynnik rozszczepienia dla rutenu) jest wyższa w przypadku rozszczepienia jąder ²³⁹Pu niż jąder ²³⁵U [11, 12]. Bezpośrednim tego następstwem jest powstawanie większej ilości Ru z paliwa mieszanego tzw.

MOX niż UO₂. Oprócz tego ilość powstającego rutenu wzrasta liniowo wraz z wypaleniem się paliwa jądrowego w czasie. Obliczenia przeprowadzone przez Wright i współpracowników pokazały, że ok. 330 kg Ru powstaje w reaktorze wodnym wrzącym (*ang. boiling water reactors* – BWR) o mocy 3293 MW(t), na koniec cyklu paliwowego [13, 14]. Uważa się, że metaliczny Ru jest umiarkowanie lotny, a jego emisja z paliwa uranowego w temperaturze 2573K zawarta jest między 1–10% [13]. Odmienne sytuacja obserwowana jest w warunkach ekspozycji na atmosferę utleniającą i podczas wnikania powietrza. Ruten przechodzi w swoje lotne tlenki takie jak RuO₃ i/lub RuO₄, które z łatwością mogą być transportowane przez system chłodzenia reaktora do obudowy bezpieczeństwa [15, 16, 17]. Badania prowadzone przez Ohnet i współpracowników nad zachowaniem się Ru w warunkach awaryjnych (dostęp powietrza, podwyższona temperatura) pokazały, że jest on efektywnie odparowywany, a ok. 90% uwolnionego z rdzenia reaktora rutenu deponowana jest w układzie chłodzenia. Proces ten zachodzi z powolną kinetyką i przebiega w dwóch etapach. W zakresie temperatur 500–1000°C, większość Ru uwalnianego jest w postaci RuO₃, a w zakresie 250–500°C pozostała część rutenu uwalnianego w postaci RuO₄ jest osadzana w systemie chłodzenia. Doświadczenia i badania dotyczące zachowania rutenu pokazały, że tetratlenek rutenu jest jego najbardziej rozpowszechnioną formą powstającą w warunkach awaryjnych. Tlenek rutenu (VIII) jest gazem reaktywnym, o silnych właściwościach utleniających. Badania pokazują, że ruten w postaci RuO₄ jest termodynamicznie niestabilny, lecz kinetyka jego rozkładu jest raczej powolna i zależy od zawartości pary wodnej. Inną sprawą jest powinowactwo RuO₄ do tlenków żelaza i związków organicznych [18]. Cecha ta sprawia, że większa część reaktora PWR może być rozpatrywana jako medium adsorbujące na swojej powierzchni tlenek rutenu. Badanie powinowactwa RuO₄ do stali, miedzi, aluminium oraz farb epoksydowych, czyli większości z materiałów stosowanych wewnątrz obudowy bezpieczeństwa, wykazało że osadza się on na nich w postaci czarnego osadu [19, 20].

3. Ru w wypalonym paliwie jądrowym i odpadach promieniotwórczych

Względnie głęboko wypalone paliwo jądrowe może zawierać przykładowo 94% U, 4,9% produktów rozszczepienia, 1% plutonu oraz 0,1% pomniejszych aktywności. Jądrowy cykl paliwowy może być realizowany dwoma sposobami, jako zamknięty lub otwarty. W cyklu otwartym wypalone paliwo jądrowe o dużej aktywności nie jest poddawane żadnym dalszym procesom, lecz magazynowane lub składowane, czasem z założeniem dalszego jego przetwarzania w przyszłości. Jednak jego dalsze prze-

¹ HNO₃ – kwas azotowy V (pięć), w którym resztą kwasową jest grupa azotanowa zawierająca azot na piątym stopniu utlenienia.

tworzenie, np. do paliwa MOX traktowane jest już jako wariant cyklu zamkniętego, którego celem jest odzysk materiałów rozszczepialnych (Pu-239, U-235, Pu-241), ewentualnie paliworodnych (U-238), które mogą posłużyć jako paliwo w reaktorach. Produkty rozszczepienia traktujemy przy tym (zwykle) jako odpad również w cyklu zamkniętym, mogą być one jednak źródłem wielu cennych izotopów, między innymi metali z grupy platynowców takich jak Pd, Rh, Ru [21]. Prace badawcze skupiające się na odzysku metali szlachetnych z wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych prowadzone są już od lat 60 XX wieku. Oszacowano, że 1 tona wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych z reaktorów lekkowodnych LWR (ang. *light water reactor*) zawiera ok. 4 kg metali z grupy platynowców, zaś z reaktorów powielających FBR (ang. *fast breeder reactor*) zawiera już 19 kg/tonę metali z grupy platynowców [22]. Wśród produktów rozszczepienia należących do platynowców ruten jest jednym z najbardziej kłopotliwych do usunięcia nuklidów. Powodem tego jest wysoki współczynnik rozszczepienia, względnie długi czas połowicznego zaniku (^{103}Ru $T_{1/2} = 39$ dni oraz ^{106}Ru $T_{1/2} = 368$ dni), liczne stopnie utlenienia (od 0 do +8), tworzenie dużej liczby związków kompleksowych i łatwość tworzenia tlenków [23, 24, 25]. Ilość Ru w odpadach promieniotwórczych zależy od typu eksploatowanego reaktora, stopnia wypalenia, a także czasu chłodzenia wypalonego paliwa jądrowego. Wypalone paliwo jądrowe często jest poddawane procesowi PUREX (ang. *Plutonium and Uranium recovery by extraction*) w celu odzyskania z niego uranu i plutonu do ponownego wykorzystania jako paliwo. Pierwszym etapem podczas przeróbki paliwa jądrowego jest rozpuszczenie uprzednio pociętych prętów paliwowych w roztworze stężonego kwasu azotowego (V). Chemia rutenu w roztworach kwasu azotowego (V) jest złożona, pierwiastek tworzy wiele związków kompleksowych. Głównie występuje w postaci $\text{Ru}(\text{NO}_3)^+$, który może tworzyć oktaedryczne kompleksy nitrowane, nitrowe lub mieszane. Liczba tworzących się związków kompleksowych zależy przede wszystkim od stężenia kwasu azotowego (V) i jonów azotanowych. Oprócz skomplikowanych połączeń kompleksowych ruten w roztworach kwasu azotowego (V) może istnieć w formach rozpuszczalnych np. tlenków (RuO_4) lub nierozpuszczalnych np. metalicznego rutenu $\text{Ru}(0)$. Ogólnie ruten w trakcie procesu PUREX może występować w trzech formach rozpuszczalnej, półrozpuszczalnej i nierozpuszczalnej w rozpuszczalnikach organicznych stosowanych w procesie ekstrakcji. O ile usunięcie form rozpuszczalnych i półrozpuszczalnych nie przysparza dużych problemów, o tyle formy nierozpuszczalne są bardzo słabo ekstrahowane w kolejnych etapach procesu PUREX [26, 27, 28].

W wyniku oczyszczania paliwa jądrowego generowane są odpady promieniotwórcze, które dzieli się ze względu na ich aktywność pochodzącą od radionuklidów. Ruten obecny jest w średnio i wysokoaktywnych odpadach pro-

mieniotwórczych, a jego ilościowe usunięcie wciąż stanowi wyzwanie. W średnioaktywnych odpadach promieniotwórczych wstępuje w postaci RuO_4^- oraz RuO_4^{2-} , w wysokoaktywnych w postaci związków kompleksowych (połączenia z azotanami) [29, 30, 31]. Aktywność od Ru-106 w średnioaktywnych odpadach promieniotwórczych przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Aktywność pochodząca od izotopu Ru-106 w średnioaktywnych odpadach promieniotwórczych.

Table 1. Activity derived from the Ru-106 isotope in intermediate-level radioactive waste.

Parametr	ILW [29]	ILW [31]
Wartość pH	11–11,5	11
Aktywność (mCi/litr)	2,0	2,0
Aktywność od Ru-106 (mCi/litr)	0,8	0,00313

W tabeli 1 przedstawiono aktywność pochodzącą od izotopu Ru-106 uzyskaną po procesie oczyszczania średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych z zastosowaniem różnych adsorbentów. W pierwszym przypadku Ru-106 usuwany był poprzez strącanie z siarczkiem kobaltu i siarczkiem niklu. Doświadczenia pokazały, że lepszy współczynnik dekontaminacji (DF – *decontamination factor*) uzyskano z zastosowaniem NiS (DF = 249) niż CoS (DF = 185). W drugiej pracy autorzy przygotowali nowe złożo NiS-PMMA oparte na siarczku niklu w połączeniu z PMMA (polimetakryaln metylu) w celu przeprowadzenia całego procesu oczyszczania na kolumnie. Zastosowanie metod strącaniowych i adsorpcyjnych pozwoliło na efektywne usunięcie Ru-106 z średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych i w efekcie uzyskano znacznie niższą ich aktywność.

Wysokoaktywne ciekłe odpady promieniotwórcze magazynowane są w specjalnie chłodzonych przechowalnikach, aby zapobiec ich parowaniu i wrzuceniu, do momentu ich przetworzenia, np. zeszklenia (proces witrifikacji). Jedną z możliwych awarii podczas magazynowania HLLW może być utrata chłodzenia, która w konsekwencji prowadzi do uwolnienia izotopów, w tym przede wszystkim lotnych do środowiska. Biorąc pod uwagę możliwość utraty chłodzenia i niekontrolowanego uwolnienia lotnego produktu rozszczepienia, którym jest ruten, w IRSN (franc. *Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire*) (Francja) realizowano projekt badawczy dotyczący tego zagadnienia. W jego ramach badano proces utleniania rutenu w przypadku utraty systemów chłodzenia oraz możliwe sposoby hamowania jego utleniania poprzez dodatek środków redukujących (tlenki azotów, sacharoza). Przeprowadzone doświadczenia dostarczyły cennych informacji dotyczących uwalniania rutenu z wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych w sytuacji awaryjnej (utrata systemu chłodzącego) [32]. Kolejną

Tabela 2. Projekty dotyczące uwalniania i transportu rutenu w warunkach awarii w elektrowniach jądrowych zrealizowane w ramach różnych programów badawczych.**Table 2.** Projects on the release and transport of ruthenium during accidents in nuclear power plants carried out as part of various research programs.

Program lub Firma	Kraj	Założenia i cele	Rezultaty
RUSET – <i>Ruthenium separate effect tests</i>	Węgry 2002 AEKI	Wyjaśnienie zachowania rutenu w obiegu pierwotnym podczas wypadku z przedostaniem się powietrza	Efekt uwolnienia radioizotopów rutenu, porównywalny z konsekwencjami uwolnienia I lub Cs
AECL – <i>Atomic Energy of Canada Ltd</i>	Kanada	Badanie kinetyki produktów rozszczepienia uwolnionych z paliwa z reaktora CANDU w warunkach obojętnych i utleniających	Kinetyka uwalniania rutenu w warunkach utleniających, znacznie szybsza niż uwalniania I lub Cs, poprzez tworzenie się lotnych tlenków Ru
VTT – <i>Technical Research Centre of Finland Ltd (fin.: Valtion Teknillinen Tutkimuskeskus)</i>	Finlandia	Transport i specjacja rutenu w warunkach utleniających	Najwyższe uwalnianie tlenków rutenu obserwowano w temp 1027°C, wzrasta ze wzrostem temperatury

kwestią są trudności powstające podczas witrifikacji wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych zawierających ruten, przede wszystkim ze względu na jego słabą rozpuszczalność w matrycach szklanych. Rozpuszczalność ta zależy od składu stopionego szkła oraz temperatury stapiania [33]. Na przykład w szkło borokrzemianowym ruten tworzy formy krystaliczne w postaci wielościanów lub igieł, głównie jako RuO_2 , ale także w śladowych ilościach jako $\text{Ru}(0)$. Związki rutenu tworząc oddzielne fazy o większej gęstości ($6,97 \text{ g/cm}^3$) oraz przewodności charakterystycznej dla metali (rzędu $2,5 \cdot 10^4 \text{ }^{-1}\text{cm}^{-1}$), wpływają na stabilność zeszlonego produktu witrifikacji, oraz powodują zmiany w przewodności cieplnej i elektrycznej [34, 35]. Kryształy te pozostają stabilne do temperatury 1200°C , a rozkładają się w temperaturze 1580°C , która jest wyższa niż temperatury stosowane w stapianiu w procesie witrifikacji. Obecność RuO_2 w stopie wpływa także negatywnie na proces witrifikacji, modyfikując układ szklano-ceramicznej fazy krystalicznej poprzez tworzenie centrów dla powstawania zróżnicowanych form krystalicznych podczas procesu studzenia. To z kolei prowadzi do niekontrolowanej dewitrifikacji, wpływając na długotrwałą chemiczną odporność szkła borokrzemianowego oraz zamkniętych w nim odpadów promieniotwórczych [36, 37, 38].

4. Ru jako produkt rozszczepienia podczas awarii w obiektach jądrowych

W wyniku awarii w obiektach jądrowych znaczne ilości izotopów mogą zostać uwolnione do środowiska, powodując jego skażenie. Sytuacja taka jest tematem dyskusji, badań i różnych projektów naukowych także w odniesieniu do radioizotopów rutenu. Cechą charakterystyczną rutenu jest łatwość tworzenia lotnych tlenków. Z literatury wiadomo, że do roku 1987 ruten uważany był za nielotny produkt rozszczepienia, a dopiero katastrofa jądrowa elektrowni w Czarnobylu oraz późniejsze eksperymenty ukazała innego jego oblicze [39, 40]. Pomiary prowadzone

po awarii reaktora w elektrowni czarnobylskiej pokazały, że większość uwolnionego do środowiska rutenu reprezentowana była w formie lotnych jego tlenków [41]. Uwolnienie rutenu do środowiska odbywa się więc poprzez emisję jego lotnych tlenków, które powstają w zbiorniku reaktora w specjalnych warunkach, w wyniku kontaktu paliwa jądrowego z powietrzem. Metaliczne formy Ru utleniają się do tlenków rutenu takich jak RuO_3 oraz RuO_4 , które ze względu na swoją lotność z łatwością uwalniane są z paliwa reaktora [15–17]. Badanie zachowania rutenu jako produktu rozszczepienia w warunkach awarii jądrowej było tematem wielu już zrealizowanych projektów. W tabeli 2 zaprezentowano projekty firm i programy dotyczące badania aspektów związanych z uwolnieniem i transportem Ru takie jak: RUSET [42], AECL [43, 44] czy też VTT [45, 46].

W programie **RUSET** (ang. *ruthenium separate effect test*) analizowano wpływ wysokiej temperatury oraz innych produktów rozszczepienia na utlenianie i uwalnianie rutenu. Eksperymenty miały na celu zrozumienie powstawania i zachowania tlenków rutenu w obiegu pierwotnym chłodzenia w elektrowni jądrowej w przypadku awarii z wniknięciem powietrza. Stwierdzono, że ruten transportowany jest w postaci tlenków, a inne produkty rozszczepienia jak cez, mogą skutecznie hamować jego uwolnienie [42].

W projekcie firmy **AECL** koordynowanym przez zespół naukowców z Kanady badana była kinetyka uwalniania produktów rozszczepienia z segmentów paliwa z reaktora CANDU z powłoką cyrkonową (HCE3 tests) oraz bez powłoki cyrkonowej (MCE-1 tests). Przeprowadzone doświadczenie z elementami paliwa bez powłoki cyrkonowej w temperaturze $1700\text{--}2000^\circ\text{C}$ udowodniło, że kinetyka uwalniania Ru jest znacznie szybsza niż uwalniania Cs i I. W przypadku eksperymentu prowadzonego na segmentach paliwowych z powłoką cyrkonową (HCE3), ilość uwolnionego rutenu zależała od warunków reakcji. W przypadku testów parowych w wysokich temperaturach (1840°C i 1930°C) uwolnieniu uległo ok. 4% Ru, w przypadku testów powietrznych ilość ta wynosiła 90% [43, 44].

W eksperymentach przeprowadzonych w ramach projektu firmy VTT badano mechanizm powstawania i transportu lotnych tlenków rutenu poprzez ekspozycję sproszkowanego tlenku rutenu (IV) RuO_2 na atmosferę utleniającą w zakresie temperatur od 827–1427°C. Najwyższe uwalnianie lotnych tlenków rutenu obserwowano w temperaturze 1027°C i wzrastało wraz ze wzrostem temperatury. Jednak w temperaturze 1227°C stwierdzono znaczne zahamowanie transportu gazowych form rutenu do poziomu (0,1–0,8%). Autorzy przypuszczają, że w wyższych temperaturach (1227°C i powyżej) uwalnianie gazowego rutenu było ograniczone tylko do odparowania osadzonego RuO_2 , a transport rutenu odbywał się w postaci cząstek aerozolu. Frakcja rutenu transportowana w postaci tlenku rutenu (IV) RuO_2 wynosiła od 1% w temperaturze 827°C do 35% w temperaturze 1427°C [45, 46].

5. Przykłady wypadków lub awarii podczas których doszło do uwolnienia izotopów rutenu do środowiska

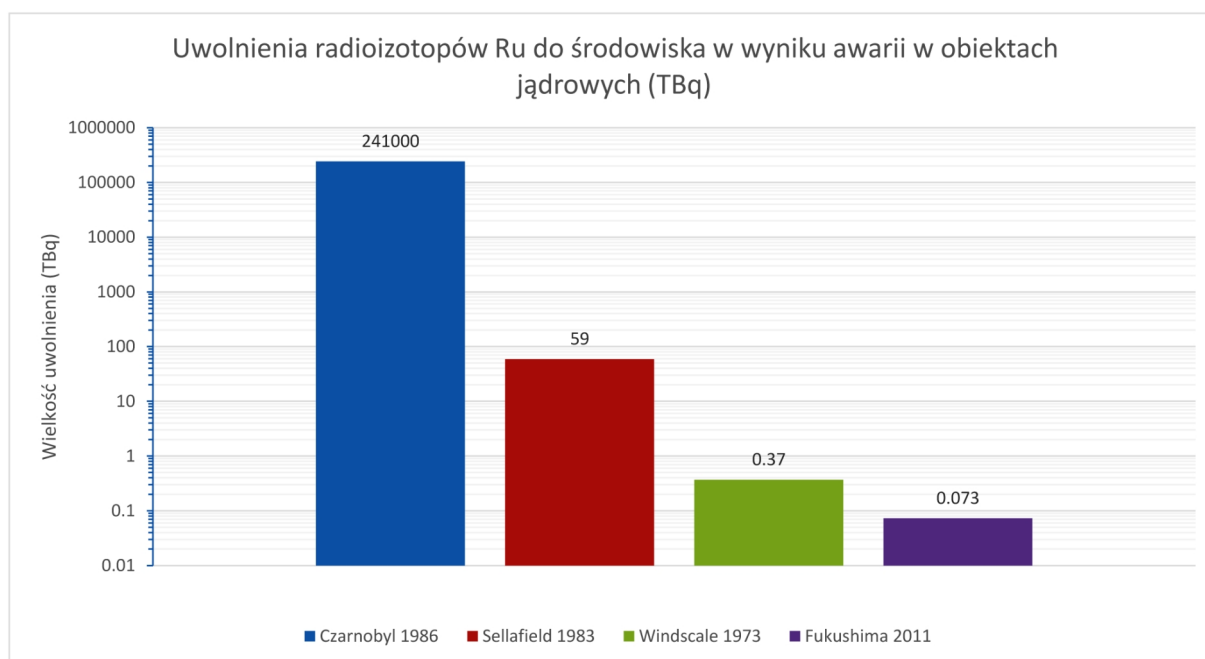
Ruten należący do lotnych produktów rozszczepienia, może być z łatwością uwalniany do środowiska w wyniku awarii w obiektach jądrowych. Warto wspomnieć iż na podstawie prowadzonych licznych eksperymentów ruten obok jodu, cezu i strontu zaczął być zaliczany w poczet ważniejszych izotopów uwalnianych do atmosfery. Powodem tego jest jego znaczna obecność w paliwie jądrowym jak również łatwość tworzenia lotnych tlenków w warunkach awaryjnych. Na podstawie przeprowadzonego przeglądu literaturowego przedstawione zostały ważniejsze wypadki i awarie w obiektach jądrowych w wyniku, których doszło do uwolnienia radionuklidów Ru-106 i Ru-103 do środowiska.

- 1973 r. Windscale Works – w zakładzie przetwarzania paliw tlenkowych, w wyniku reakcji egzotermicznej pomiędzy karbitolem dibutylovym, a nierozpuszczalnymi produktami rozszczepienia do środowiska uwolniono ruten o aktywności 0,37 TBq. W skutek tego incydentu 35 pracowników zostało skażonych [47].
- 1983 r. Sellafield – w zakładzie unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych w Sellafield, w wyniku błędnych założeń płukania zbiornika, do Morza Irlandzkiego uwolniono Ru-106 o przybliżonej aktywności 45 TBq. Zbiornik został opróżniony do morza, ponieważ zakładano, że zawiera roztwór wodny, a nie roztwór zawierający substancje promieniotwórcze [47].
- 1986 r. – w elektrowni jądrowej w Czarnobylu doszło do awarii reaktora jądrowego nr 4. Przegrzanie rdzenia reaktora spowodowało kolejno wybuch pary, a następnie wodoru, pożar i uwolnienie substancji radioaktywnych do środowiska. Aktywność uwolnionych izotopów rutenu wynosiła dla Ru-106 $>168 \cdot 10^3$ TBq i dla Ru-103 $>73 \cdot 10^3$ TBq. Interesującym faktem jest to, że całkowita aktywność izotopów rutenu uwolnionych do

środowiska była wyższa niż całkowita aktywność izotopów cezu ($\text{Cs-134} - 54 \cdot 10^3$ TBq i $\text{Cs-137} - 85 \cdot 10^3$ TBq) [48].

- 2011 r. – w elektrowni jądrowej Fukushima Dai-ichi doszło do awarii. Pierwotną przyczyną wypadku w elektrowni jądrowej Fukushima było trzęsienie ziemi i będące jego następstwem tsunami. Trzęsienie ziemi odcięło linie wysokiego napięcia zasilające elektrownię jądrową, a tsunami bezpośrednio przerwało pracę generatorów diesla zasilających awaryjny system chłodzenia reaktorów. W rezultacie brak chłodzenia i wzrost temperatury reaktorów doprowadził do odparowania wody i wzrostu ciśnienia pary. Pręty paliwowe zostały odsłonięte, doszło do produkcji wodoru, którego nagromadzenie doprowadziło do eksplozji w reaktorach nr 1 i nr 3. Aktywności pochodząca od uwolnionego do środowiska rutenu wynosiła odpowiednio dla Ru-103: $7,5 \cdot 10^{-3}$ – $7,1 \cdot 10^{-2}$ TBq, a dla Ru-106 $2,10^{-3}$ TBq [49].
- 2017 r. – pod koniec września i na początku października 2017 r. w wielu europejskich krajach, stacje monitorujące i wykrywające skażenia promieniotwórcze wykryły podwyższony poziom Ru-106 oraz Ru-103. Zarejestrowany podwyższony poziom tylko Ru, bez innych radioizotopów, wykluczył awarię w elektrowniach jądrowych czy przeprowadzenie prób broni jądrowej. Zmierzone aktywności ze 161 stacji zawarte były w zakresie od kilku Bq/m³ do prawie 150 mBq/m³. Pracownicy francuskiego Instytutu Ochrony Radiologicznej i Bezpieczeństwa Jądrowego IRSN przeanalizowali i oszacowali zakres uwolnionej aktywności pochodzący od izotopów rutenu. W swoich badaniach opierali się na matematycznych modelach dyspersji atmosferycznej. Ilość uwolnionego rutenu oszacowali na poziomie od 100 do 300 TBq [50].

Wykres na rysunku 1 przedstawia aktywność izotopów rutenu uwolnionych do środowiska w wyniku udokumentowanych awarii w obiektach jądrowych. Największa uwolniona aktywność Ru obserwowana była podczas awarii w elektrowni jądrowej w Czarnobylu, najmniejsza w przypadku awarii w elektrowni Fukushima Dai-ichi. Znaczna różnica w uwolnieniach Ru podczas obu tych awarii wynika z różnic w budowie reaktorów, a także samego przebiegu awarii. W przypadku elektrowni jądrowej w Czarnobylu, w chwili awarii zaistniały warunki odpowiednie do przejścia rutenu w jego formy lotne – paliwo o wysokiej temperaturze otrzymało dostęp do tlenu. Z powodu braku obudowy bezpieczeństwa w reaktorach typu RBMK nic nie zatrzymało lotnych tlenków Ru przed ich uwolnieniem do środowiska. Z kolei w reaktorze typu BWR eksploatowanym w elektrowni Fukushima Dai-ichi, w trakcie awarii obserwowane było relatywnie niewielkie uwolnienie Ru. Prawdopodobnie spowodowane to było zadziałaniem systemów ochrony w głąb, stosowanych w reaktorach typu BWR. Tutaj ruten także opuścił matrycę paliwa, jednak na



Rys. 1. Aktywność uwolnionych do środowiska radioizotopów rutenu w wyniku awarii w obiektach jądrowych 1973–2011 r.

Fig. 1. Activity of ruthenium radioisotopes released into the environment as a result of accidents at nuclear facilities in 1973–2011.

pewien czas został zatrzymany w systemie chłodzenia reaktora oraz w obudowie bezpieczeństwa. Panujące tam warunki, a zwłaszcza niższa temperatura niż w reaktorze doprowadziły do przejścia rutenu w mniej lotne formy, a następnie do osadzenia się go w przewodach układu chłodzenia i na różnych powierzchniach stosowanych w obudowie bezpieczeństwa, dzięki czemu mniejsze jego ilości zostały uwolnione do środowiska.

Wnioski

W powyższym artykule opisano obecny stan wiedzy, dotyczący rutenu, jako ważnego produktu rozszczepienia obecnego w energetyce jądrowej. Jego nietypowe właściwości sprawiają, że jest pierwiastkiem ważnym z punktu widzenia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Liczne programy badawcze poświęcone studium zachowania izotopów rutenu w wyniku możliwych awarii w elektrowniach jądrowych pokazują jak ważnym jest produktem rozszczepienia. Z drugiej strony wciąż pracuje się nad nowymi metodami wydzielania Ru z wypalonego paliwa jądrowego, eliminując tym samym problem obecności rutenu w procesie PUREX oraz odpadach promieniotwórczych.

Notka o autorach

Dr Iga Zuba – adiunkt w Laboratorium Jądrowych Technik Analitycznych Instytutu Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie. Zainteresowania badawcze koncentruje na poszukiwaniu nowych, prostych w przygotowaniu adsorbentów dedykowanych sorpcji rutenu z roztworów wodnych, opracowywaniu nowych metod rozdzielczych do wydzielania radionuklidów z różnych matryc oraz zachowaniu się radionuklidów w środowisku.

Mgr inż. Michał Zuba – starszy specjalista w Centrum do Spraw Zdarzeń Radiacyjnych, Wydział Zarządzania Kryzysowego i Spraw Obronnych, Państwowa Agencja Atomistyki. Zainteresowania zawodowe dotyczą głównie przygotowania i reagowania na zdarzenia radiacyjnych w obiektach jądrowych, w tym awarii oraz wynikających z nich uwolnień radionuklidów do środowiska.

Literatura

1. Zuba I., Zuba M., Pawlukojć A., Piotrowski M. (2020), Ruthenium as an important element in nuclear energy and cancer treatment, *Applied Radiation and Isotopes*, 162, 109176.
2. Swain, P., Mallika, C., Srinivasan, R., Kamachi, U.M., Natarajan, R., (2013). Separation and recovery of ruthenium: a review. *J. Radioanal. Nucl. Chem.*, 298, 781–796.
3. Bowsher, B.R. (1987). Fission-product chemistry and aerosol behavior in the primary circuit of a pressurized water – reactor under severe accident conditions, *Progress Nuclear Energy*, 20, 199–233.
4. Accidents in nuclear facilities, Ruthenium in nuclear energy, IRSN, Scientific and Technical Report, (2007) 73–80.
5. Hózer, Zoltán and Matus, L. and Vér, N. and Nagy, I., Windberg, P., Kunstár, M. and Alföldy, Bálint and Pintér, A. and Prokopiev, O. Tóth, B., Müller, K. (2008), Ruthenium Oxidation in High Temperature Air and Release of Gaseous Ruthenium *KFKI-3/2008*. Documentation. Hungarian Academy of Sciences KFKI Atomic Energy Research Institute, Budapest.
6. Kashparov, V.A., Ivanov, Y.A., Zvarisch, S.I., Protsak, V.P., Khomutinin, Y.V., Kurepin, A.D., Pazukhin, E.M., (1996). Formation of hot particles during the Chernobyl nuclear power plant accident. *Nucl. Technol.* 114, 246–253.
7. Ache H., Baetsle L., Bush R., Nechaev A., Popik U., Ying Y., (1990) Feasibility of separation and utilization of ruthenium, rhodium and palladium from high level waste, Technical Rep. Ser., IAEA, Vienna.
8. Kolarik Z., Renard E.V., (2003) Recovery of value fission platinoids from spent nuclear fuel, *Platinum metals rev.* 47, 74–87.
9. Laurin C., Régnier E., Gossé S., Laplace A., Agull J., Mure S., Brackx E., Toplis M., Pinet O., (2021) Redox behavior of ruthenium in nuclear glass melt: ruthenium dioxide reduction reaction, *Journal of Nuclear Materials* 545, 152650.

10. Vér N., Matus L., Kunstár M., Osán J., Hózer Z., Pintér A., (2010) Influence of fission products on ruthenium oxidation and transport in air ingress nuclear accidents, *Journal of Nuclear Materials* 396, 208–217.
11. H. Kleykamp, J.O. Paschoal, R. Pejsa, F. Thümmel, (1985) Composition and structure of fission product precipitates in irradiated oxide fuels: correlation with phase studies in the Mo-Ru-Rh-Pd and BaO-UO₂-ZrO₂-MoO₂ systems, *Journal of Nuclear Materials* 130, 426–433.
12. Kajan I., Lasseson H., Persson I., Ekberg Ch., (2016) Interaction of ruthenium tetroxide with surfaces of nuclear reactor containment building, *Journal of Nuclear Science and Technology*, 53 (9) 1397–1408.
13. Mun C., Cantrel L., Madic C., (2017) Review of literature on ruthenium behavior in nuclear power plant severe accident, *Nuclear Technology* 156, 332–346.
14. Wright A.L., (1994) Primary System Fission Product Release and Transport. Report NUREG/CR-6193, Oak Ridge National Laboratory.
15. Ohnet M.N., Leroy O., Mamede S., (2018). Ruthenium behavior in the reactor cooling system in case of a PWR severe accident. *J. Radioanal. Nucl. Chem.* 316 (1), 161–177.
16. Holm J., Glaneskoog H., Ekberg Ch., (2009) Deposition of RuO₄ on various surfaces in a nuclear reactor containment, *Journal of Nuclear Material*, 392, 55–62.
17. Ver N., Matus L., Pinter A., Osan J., Hozer Z., (2012) Effects of different surfaces on the transport and deposition of ruthenium oxides in high temperature air, *Journal of Nuclear Material* 420, 297–306.
18. Seddon E.A., Seddon K.R., (1984) *The Chemistry of Ruthenium*. Monograph 19, Elsevier, Amsterdam.
19. Mun C., Ehrhardt J., Lambert J., Madic C., (2007) XPS investigations of ruthenium deposited onto representative inner surfaces of nuclear reactor containment buildings. *Appl Surf Sci* 253(18):7613–7621.
20. Kim K.S., Winograd N., (1974) X-Ray Photoelectron Spectroscopic Studies of Ruthenium-Oxygen Surfaces. *J Catal* 35(1):66–72.
21. Verma P.K., Mohapatra P.K., (2021), Ruthenium speciation in radioactive wastes and state-of-the art. Strategies for its recovery; A review, *Separation and Purification Technology* 275, 119148
22. Li F., Shnag Y., Ding Z., Weng H., Xiao J., Lin M., (2017) Efficient extraction and separation of palladium (Pd) and ruthenium (Ru) from simulated HLLW by photoreduction, *Separation and Purification Technology*, 182, 9–18.
23. Konings R.J.M., Wiss T., Benes O., (2015) Predicting material release during a nuclear reactor accident. *Nat. Mater.* 14 (3), 247–252.
24. Kleykamp H., (1985) The chemical state of the fission products in oxide fuels. *J. Nucl. Mater.* 131 (2), 21–246.
25. Sato T., Motoki R., (1989) Chemical species of ruthenium in radioactive aqueous waste and decontamination mechanism of ruthenium with zinc-charcoal mixed column, *Radiochimica Acta* 48, 101–113.
26. Gandon R., Boust D., Bedue O., (1993) Ruthenium complexes originating from the PUREX process: coprecipitation with copper ferrocyanides via Ruthenocyanide formation. *Radiochimica Acta* 62, 41–45.
27. Emel'yanov A., Fedotov A., (2006) The state of ruthenium in nitrite–nitrate nitric acid solutions as probed by NMR. *Russ. J. Inorg. Chem.* 51, 1811–1819.
28. Lefebvre C., Dumas T., Charbonnel M.C., Solari P.L., (2016) Speciation of ruthenium in organic TBP/TPH organic phases: a study about acidity of nitric solutions. *Procedia Chem.* 21, 54–60
29. Sonar N., Mishra P., Kore S., Sonavane M., Kulkarni Y., Raj K., Manchanda V., (2009) Treatment of ¹⁰⁶Ru present in intermediate level radioactive liquid waste with nickel sulphide, *Sep. sci. Technol.* 44, 506–515.
30. Singh K., Sonar N.L., Valsala T.P., Kulkarni Y., Vincent T., Kumar A., (2014) Removal of ruthenium from high-level radioactive liquid waste generated during reprocessing of spent fuel, *Desalination and Water Treatment*, 52, 514–525.
31. Sonar N., Sonavane M., Valsala T., Kulkarni Y., Raj K., Manchanda V., (2009) Use of nickel sulphide–PMMA composite beads for removal of ¹⁰⁶Ru from alkaline radioactive liquid waste, *Sep. Sci. Technol.* 44, 3753–3769.
32. Nerisson P., Barradin M., Cantrel L., Philippe M., (2019) Volatilization and trapping of ruthenium under a loss of cooling accident on high level liquid waste (HLLW) storage tanks in reprocessing, *Global 2019, Seattle WA, September 22–27.09.2019*, p. 659–667.
33. Krause Ch., Luckcheister B., (1991) Properties and behavior of the Platinum group metals in the glass resulting from the vitrification of simulated nuclear fuel reprocessing waste, *Journal of Materials Research* 6, 2535–2546.
34. Kamat H., Serrano A.B.I., Yaremchenko A., Goel A., (2020), Ruthenium solubility and its impact on the crystallization behavior and electrical conductivity of MoO₃-containing borosilicate-based model high level nuclear waste glasses, *Journal of Non-Crystalline Solids*, 549, 120356.
35. Simonnet C., Grandjean A., (2005) Mixed ionic and electronic conductivity of RuO₂-glasscomposites from molten state to glassy state, *J. Non Cryst. Solids* 351, 1611–1618.
36. Simonnet C., Grandjean A., Phalippou J., (2005) Electrical behavior of platinum-group metals in glass-forming oxide melts, *J. Nucl. Mater.* 336, 243–250.
37. Mukerji J., (1972) Behavior of Ruthenium in Glass, *Ind. Eng. Chem. Prod. Res. Develop.* 11 (2) 178–183.
38. Capobianco C.J., Hervig R.L., (1996) Solubility of Ru and Pd in silicate melts: the effect of melt composition, *Lunar and Planetary Science Conference XXVII*.
39. Ronneau C., Cara J., Rimski-Korsakov A., (1995) Oxidation – enhanced emission of ruthenium from nuclear fuel, *Journal of Environmental Radioactivity* (26), 63–70.
40. Apsimon H.M., Mahadeva N., (1989) The behaviour of ruthenium isotopes released from Chernobyl, presented at Scope-Radpath Workshop, United Kingdom.
41. Albercht H., (1987) Radioactivity emission from the Czernobyl Accident in comparsion with the results of Sascha Program, *Radiochimica Acta* 41, 141.
42. Nagy, I., Hozer, Z., Matus, L., Pinter, A., Windberg, P., Ver, N., Kunstar, M., Alfoeldy, B., Mueller, K., (2005), Oxidation and Release of Ruthenium from Short Fuel Rods above 1500°C., *European Comission. JRC32373*.
43. Barrand R.D., Dickson R.S., Liu Z., Semeniuk D.D., (1999) Release of fission products from CANDU fuel in air, steam and argon atmospheres at 1500–1900°C: The HCE3 experiment, in: *Proceedings of the 6th International Conference on CANDU Fuel*, Niagara Falls, Ontario, Canada, September, pp. 271–280.
44. Eichler, B., Zude F., Fan W., Trautmann N., and Herrmann G., (1992) Volatilization and Deposition of Ruthenium Oxides in a Temperature Gradient Tube., *Radiochimica Acta*, 56(3): p. 133–140.
45. Backman U., Lipponen M., Auvinen A., Tapper U., Zillacus R., Jokinen K., (2005) On the transport and speciation of ruthenium in high temperature oxidising conditions, 93, *Radiochimica Acta* 297–304.
46. Karkela T., Backman U., Auvinen A., Zillacus R., Lipponen M., Kekki T., Tapper U., Jokiniemi J., (2007), Experiments on the behaviour of ruthenium in air ingress accidents – Final report, VTT research report – VTT-R-01252-07.
47. IAEA-TECDOC-867 – Significant incidents in nuclear fuel cycle facilities, International Atomic Energy Agency, (1996).
48. Chernobyl Assessment of Radiological and Health Impact, (2002) Nuclear Energy Agency.
49. The Fukushima Daiichi Accident Technical Volume 4/5, (2015) IAEA.
50. Saunier O., Didier D., Mathieu A., Masson O., Dumont Le Brazidec J., (2019) Atmospheric modeling and source reconstruction of radioactive ruthenium from an undeclared major release in 2017, *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 116 (50) 24991–25000.



European Research Reactor Conference 2024

21–25 kwietnia, Warszawa

Europejska Konferencja Reaktorów Badawczych (RRFM) to coroczne spotkania organizowane przez Europejskie Towarzystwo Nukleoniczne (ENS). Najbliższa konferencja odbędzie się w dniach 21–25 maja 2024 roku w Warszawskim Hotelu Westin. Do 24 listopada 2023 roku można było zgłaszać abstrakty komunikatów. Tematyka prezentacji ustnych i plakatów obejmuje reaktory badawcze wszystkich mocy oraz zestawy krytyczne i podkrytyczne. Dobrze widziane są prezentacje z zakresu synergii między reaktorami badawczymi a rozwojem programów energetyki jądrowej. W szczególności komitet naukowy zachęca do poruszania następujących tematów:

Cykl paliwowy reaktora badawczego od fazy początkowej do końcowej: konwersja do paliwa LEU; dostawy materiałów rozszczepialnych; świeże paliwo: pochodzenie, rozwój, kwalifikacje i produkcja; zarządzanie paliwem i jego bezpieczeństwem; transport paliwa; licencjonowanie paliw i reaktorów; zarządzanie zapleczem paliwowym, w tym przetwarzaniem i przechowywaniem wypalonego paliwa, jego korozja i degradacja; ekonomika cyklu paliwowego.

Wykorzystanie reaktorów badawczych: budowanie potencjału; programy zatrudnienia i szkolenia E&T; nauka i technologia, w tym wsparcie programów energetyki jądrowej; zastosowania wiązek neutronów; zastosowania przemysłowe i medyczne, w tym produkcja radioizotopów, technologie radiacyjne, transmutacje; plany strategiczne i biznesowe; sieci współpracy i koalicje.

Innowacyjne metody w fizyce reaktorów i termohydraulice: rozwój i zastosowanie zaawansowanych metod obliczeniowych i narzędzi zarządzania obciążeniem rdzenia (analizy eksploatacji i bezpieczeństwa, fizyka cyklu paliwowego); ćwiczenia porównawcze; wzbogacanie wiedzy doświadczalnej.

Nowe projekty reaktorów badawczych: plany krajowe/regionalne lub modernizacje konstrukcyjne; wnioski wynikające z analizy nowych projektów reaktorów badawczych – projektowanie, budowa i rozpoczęcie eksploatacji; odporność na proliferację; rozwój infrastruktury krajowej; projekty likwidacji; synergia między reaktorami badawczymi a prototypami SMR.

Zarządzanie eksploatacją i konserwacją reaktora badawczego oraz jego starzeniem się; kwestie niezawodności (rozruch, wczesna eksploatacja, faza końcowa); zarządzanie starzeniem się, modernizacja, renowacja, długoterminowa eksploatacja i przedłużenie żywotności; systemy zarządzania utrzymaniem ruchu; programy rozwoju zasobów ludzkich i szkolenia.

Bezpieczeństwo i ochrona reaktorów badawczych: wdrożenie zaktualizowanych międzynarodowych standardów bezpieczeństwa; zastosowanie stopniowanego podejścia do regulacyjnych wymogów bezpieczeństwa i ochrony; przegląd krajowych wymogów regulacyjnych dotyczących bezpieczeństwa i działalności związanej z licencjonowaniem; przegląd projektu i modernizacje, w tym obiektów towarzyszących (magazynów wypalonego paliwa); metody podejścia do analizy bezpieczeństwa; bezpieczeństwo eksperymentów i urządzeń doświadczalnych; ocena bezpieczeństwa pożarowego; zarządzanie interfejsem między bezpieczeństwem radiologicznym a ochroną; kwestie bezpieczeństwa cybernetycznego; przegląd planów awaryjnych.

Likwidacja i demontaż reaktorów badawczych oraz gospodarka odpadami: strategię i projekty; charakterystyka radiologiczna; planowanie likwidacji; ekonomika i kosztorysowanie; koncesjonowanie; rozwiązania backendowe w zakresie ochrony przed zakłóceniami elektromagnetycznymi i impulsem elektromagnetycznym; dekontaminacja i środki zmniejszające narażenie na promieniowanie; ochrona środowiska; przetwarzanie, składowanie i unieszkodliwianie odpadów radioaktywnych; logistyka i transport; trwające projekty; wyciągnięte wnioski z projektów dezaktywacji i likwidacji D&D.

Więcej aktualnych informacji organizacyjnych można znaleźć na stronie:
<https://www.euronuclear.org/european-research-reactor-conference-2024-rrfm/#IP>

Warto na koniec dodać, że Polskie Towarzystwo Nukleoniczne jest członkiem ENS, będzie więc w pewnym sensie gospodarzem konferencji.



International Meeting on Radiation Processing IMRP 2024

Kolejna 21. międzynarodowa konferencja poświęcona zastosowaniom promieniowania jonizującego w różnych dziedzinach przemysłu, medycyny, rolnictwa, ochrony środowiska, obronności, kosmonautyki i nauki odbędzie się w dniach 4–8 listopada 2024 roku w Kostaryce. Po raz pierwszy IMRP został zorganizowany w Puerto Rico w 1976 roku i od tego czasu, ewoluując i rozwijając się pozostaje najważniejszym wydarzeniem dla społeczności zajmującej się technologiami radiacyjnymi. Hasło przewodnie konferencji to „Technologie radiacyjne – dostępne, zrównoważone i rozwijające się”. Organizatorzy starają się położyć równy nacisk na biznesowe i naukowe aspekty technologii wykorzystujących promieniowanie jonizujące, uwzględniając jednocześnie kwestie zrównoważonego rozwoju. Uczestnicy mogą zgłaszać tematy wystąpień naukowych i aplikacyjnych. Sesje zostaną zorganizowane w formie „teatrów technologii”, „przestrzeni partnerstwa biznesowego” i plakatów oraz uzupełnione wieloma atrakcjami ułatwiającymi nawiązywanie kontaktów. Uczestnicy konferencji wysłuchają wykładów liderów zajmujących się badaniem i wdrażaniem technologii radiacyjnych w sposób ekonomicznie opłacalny i oszczędny pod względem odpadów. Prelegenci podzielą się spostrzeżeniami na temat możliwości wykorzystania postępu w dziedzinie konstrukcji źródeł promieniowania dużej mocy. Każdy zgłaszający komunikat wnosi wkład merytoryczny do programu wydarzenia. Organizatorzy liczą na plakaty dotyczące następującej tematyki: Rozwój przemysłowych źródeł promieniowania jonizującego; Innowacje w zakresie dozymetrii; Badania i rozwój; Regulacje prawne (np. opracowywanie standardów); Edukacja i rozwój talentów; Zrównoważony rozwój.

Po szczegóły organizacyjne zapraszamy na stronę <https://iiaglobal.com/events/imrp-2024/>

Co młodzi ludzie wiedzą o energetyce jądrowej?

Wiktoria Reddig

Poniższy komunikat zawiera wyniki badania: „Co młodzi ludzie wiedzą o energetyce jądrowej?” W dniach 17 i 18 października 2023 roku Międzywydziałowe Studenckie Koło Naukowe „Polonium” przekonało się o tym podczas corocznego Dnia Organizacji Studenckich i Kół Naukowych (DOSiKN) zorganizowanego w Politechnice Poznańskiej.

MSKN „Polonium” to koło naukowe działające przy Politechnice Poznańskiej, promujące od wielu lat energetykę jądrową. Do koła należy około 50 studentów zaangażowanych w zgłębianie tajników i edukację o fizyce oraz energetyce jądrowej. W tym roku mieliśmy okazję porozmawiać ze społecznością studencką podczas DOSiKN i sprawdzić ich wiedzę na temat energetyki jądrowej. W tym celu przygotowaliśmy dwa internetowe quizy składające się z 10 pytań o zróżnicowanym poziomie trudności. W obu quizach wzięło udział łącznie 77 studentów.

Wróćmy do pytania o tym, co studenci wiedzą o energetyce jądrowej. Okazuje się, że ponad 3/4 ankietowanych bardzo dobrze radzi sobie z podstawowymi faktami, jak wskazanie zjawiska, dzięki któremu działają elektrownie jądrowe, jaką substancją chłodzi się reaktory, a także wiedzą, że istnieją okręty morskie zasilane reaktorami jądrowymi. Cieszy nas, że większość studentów zdaje sobie sprawę z roli Państwowej Agencji Atomistyki, jaką jest nadzór działalności ze źródłami promieniotwórczymi. Niestety, jeśli chodzi o historię czy sytuację atomu w Polsce, widzimy spore braki. Atom w ostatnim czasie stał się bardzo gorącym i ważnym tematem, tym bardziej istotne jest, żeby społeczeństwo zdawało sobie sprawę chociażby z istnienia polskiego reaktora badawczego MARIA, czy to że produkuje ratujące życie radiofarmaceutyki.

Jaki jest główny wniosek z wydarzenia? Mamy wciąż pełne ręce roboty jeśli chodzi o edukację. Na szczęście pewne podstawy są już dobrze znane, ale dla bezpiecznego i owocnego rozwoju energetyki jądrowej w Polsce konieczne jest głębsze rozumienie tematu, szczególnie przez społeczność akademicką. Tylko zrozumienie uchroni nas przed strachem.



Rys. 1. Podsumowanie odpowiedzi o rolę PAA z quizu.



Rys. 2. Podsumowanie odpowiedzi dotyczącej skrótu nazwy PAA.

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” wydawany jest od 1989 r. Do 2013 r. był drukowany i kolportowany (ostatnio w nakładzie 700 egzemplarzy) wśród osób i instytucji zainteresowanych zagadnieniami dozoru nad bezpieczeństwem jądrowym i ochroną radiologiczną. Od 2014 r. biuletyn wydawany jest w nowej, elektronicznej formie. Każdy numer biuletynu zamieszczany jest na stronie internetowej.

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” znajduje się w wykazie czasopism naukowych Ministerstwa Edukacji i Nauki. Kwartalnik wydawany przez PAA otrzymał 40 pkt. w następujących dyscyplinach naukowych:

- nauki o bezpieczeństwie,
- nauki fizyczne,
- nauki chemiczne,
- nauki prawne,
- nauki medyczne.

INFORMACJA DLA AUTORÓW

Wydawca przyjmuje artykuły naukowe, których tematyka jest związana z zapewnieniem i kontrolą bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, w tym również związane z zabezpieczeniem i ochroną fizyczną materiałów jądrowych i obiektów jądrowych, technologiami jądrowymi i technikami radiacyjnymi, fizyką i chemią oraz inżynierią jądrową, naukami prawnymi, geologią i geofizyką czy bezpieczeństwem narodowym.

Każdy artykuł zamieszczony w biuletynie jest recenzowany przez dwóch recenzentów.

ZASADY OGÓLNE

Tekst artykułu powinien prezentować aktualny stan wiedzy na poruszany temat oraz najnowsze dane. Artykuł powinien być podzielony na mniejsze logiczne fragmenty redakcyjne, opatrzone śródtytułami. Artykuł nie może być wcześniej publikowany ani zgłoszony do publikacji w innym czasopiśmie. Wydawca zastrzega sobie prawo nieprzyjęcia artykułu do publikacji, dokonywania skrótów, wprowadzania poprawek stylistycznych i redakcyjnych oraz zmian w tytule artykułu. Autorzy są zobowiązani do współpracy z Wydawcą w całym procesie przygotowywania artykułu do publikacji, w tym do terminowej korekty autorskiej.

ZGŁOSZENIE DZIEŁA

Egzemplarze artykułu wraz z pełnym zestawem ilustracji mogą być przesyłane na adres:

Biuletyn „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna”

Państwowa Agencja Atomistyki

ul. Nowy Świat 6/12,

00-400 Warszawa, Polska

E-mail: biuletyn@paa.gov.pl

Zachęcamy do przesyłania artykułów drogą elektroniczną na wyżej wskazany adres e-mail. Szczegółowe informacje można uzyskać na stronie internetowej:

<https://www.gov.pl/web/paa/biuletyn-bezpieczenstwo-jadrowe-i-ochrona-radiologiczna>

