

dr inż. Jacek Nowicki

EKSPERT DS. ZAGADNIEŃ ELEKTRYCZNYCH / ELEKTROENERGETYCZNYCH PAŃSTWOWA AGENCJA ATOMISTYKI

Blok jądrowy APR-1400 i jego aplikacja w Elektrowni Jądrowej Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich

Streszczenie: W artykule przedstawiono genezę powstania i rozwiązanie konstrukcyjne Elektrowni Jądrowej Barakah – jednego z najnowocześniejszych obiektów tego rodzaju na świecie. Powstała ona na bazie technologii koreańskich reaktorów APR-1400 generacji III+, stanowiących kontynuację wcześniejszej konstrukcji koreańskiej OPR-1000, wywodzącej się kolejno z reaktora System 80 amerykańskiej firmy Combustion Engineering. Ten bezprecedensowy sukces energetyki Zjednoczonych Emiratów Arabskich stanowi przykład dla wielu krajów świata zdecydowanych na rozwój energetyki jądrowej w procesie transformacji energetycznej od źródeł wykorzystujących tradycyjne paliwa kopalne do nowoczesnych źródeł zeroemisyjnych.

APR-1400 nuclear unit and its application at the Barakah Nuclear Power Plant in the United Arab Emirates

Summary: The article presents the genesis and design solutions of the Barakah Nuclear Power Plant – one of the most modern facilities of this kind in the world. The plant is based on the Korean APR-1400 generation III+ reactor technology, which is a continuation of the earlier Korean OPR-1000 design, successively derived from the System 80 reactor of the U.S. company Combustion Engineering. This unprecedented success of the power sector of the United Arab Emirates is an example for many countries in the world determined to develop nuclear energy in the process of energy transformation from sources using traditional fossil fuels to modern zero-emission sources.

Powstała w ciągu ostatnich lat Elektrownia Jądrowa Barakah składa się z czterech bloków energetycznych typu APR-1400, z których trzy dostarczają już energię elektryczną do krajowej sieci Zjednoczonych Emiratów Arabskich, zaś czwarty zostanie uruchomiony wkrótce. Budowa tego obiektu stanowi bezprecedensowy sukces nie tylko dla Emiratów – lokalnego mocarstwa gospodarczego regionu Zatoki Perskiej, w którym wcześniej nie było tej gałęzi energetyki, ale również dla dostawców technologii – koreańskiej firmy KEPCO-KHNP, dla której projekt Barakah stał się wiodącą referencją eksportową. Warto przyjrzeć się bliżej temu przedsięwzięciu także dlatego, że być może już wkrótce kolejna elektrownia na bazie bloków APR-1400 energetycznym zacznie powstawać w Polsce.

GENEZA PROJEKTU

Bliski Wschód od dziesięcioleci zajmował stałe miejsce w serwisach światowych agencji informacyjnych jako jeden z zapalnych regionów świata, przede wszystkim na tle licznych konfliktów narodowościowych i religijnych. Jednocześnie obszar wokół Zatoki Perskiej stał się po II wojnie światowej jednym z najważniejszych obszarów wydobycia surowców energetycznych - ropy naftowej i gazu ziemnego. Kolejne kryzysy naftowe w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych ubiegłego stulecia i związany z nimi wzrost cen ropy i gazu na świecie spowodowały ogromne wzbogacenie się krajów leżących nad Zatoką Perską i szybkie zbudowanie w nich nowoczesnej infrastruktury gospodarczej, co wiązało się z koniecznością rozbudowy zdolności generacyjnych, przesyłowych i dystrybucyjnych tamtejszej energetyki. Przez lata budowano i eksploatowano tam elektrownie cieplne opalane najtańszymi, wydobywanymi na miejscu, paliwami: gazem ziemnym oraz surową ropą naftową. W drugiej i trzeciej dekadzie XXI stulecia Zjednoczone Emiraty Arabskie postanowiły, przynajmniej częściowo, odejść od niebezpiecznych dla środowiska i klimatu źródeł emisyjnych na rzecz nowoczesnej energetyki jądrowej i odnawialnych źródeł energii.



Rys. 1. Budowa Elektrowni Jądrowej Barakah na etapie wznoszenia głównych budynków (fot. ENEC)

Zjednoczone Emiraty Arabskie posiadają siódme co do wielkości potwierdzone rezerwy ropy naftowej na świecie i szóste największe rezerwy gazu ziemnego. Na sprzedaży ropy i produktów ropopochodnych w 2019 r. państwo to zarobiło aż 89,3 miliarda dolarów. Generacja energii elektrycznej w ZEA bazowała jak dotąd przede wszystkim na elektrowniach cieplnych opalanych gazem ziemnym. W 2018 r. elektrownie gazowe dostarczyły 133,739 GWh energii elektrycznej. Kolejne dwie pozycje na liście miksu energetycznego to 1070 GWh z fotowoltaiki i 953 GWh z elektrowni cieplnych opalanych surową ropą naftową.

Perspektywa wejścia Emiratów do klubu krajów – posiadaczy elektrowni jądrowych, pojawiła się po raz pierwszy w kwietniu 2008 r. wraz z publikacją Białej Księgi, zwracającej uwagę na potencjalne korzyści mogące wyniknąć z wprowadzenia energetyki jądrowej do gospodarki narodowej. Decyzja o opracowaniu cywilnego programu energetyki jądrowej została oparta na dogłębnej ocenie przyszłych potrzeb energetycznych, które przy uwzględnieniu wzrostu zapotrzebowania od 4 do 9 % rocznie w perspektywie roku 2020 mogłyby zostać zaspokojone przez ok. 40 GW mocy zainstalowanej.

Zgodnie z badaniami przeprowadzonymi w 2007 r. stwierdzono, że dalsza rozbudowa energetyki bazującej na spalaniu gazu ziemnego długofalowo nie zapewni zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju. Spalanie surowej ropy (podobnie jak gaz wydobywanej na miejscu) uznano za opłacalne z punktu widzenia logistyki, ale kosztowne i szkodliwe dla środowiska. Według ówczesnych obliczeń szerokie wdrożenie odnawialnych źródeł energii pozwoliłoby pokryć maksymalnie do 7% wymaganej mocy wytwórczej energii elektrycznej do 2020 r. W tej sytuacji zdecydowano się na wybór o tyle śmiały, co racjonalny – budowę dużej elektrowni jądrowej.

Na początku 2009 r. władze Emiratów przystąpiły do rozmów z ekspertami w dziedzinie energetyki jądrowej z wielu krajów świata dla określenia ram prawnych dla programu jądrowego Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

WYBÓR TECHNOLOGII

W dniu 24 września 2009 r. w Emiratach utworzony został krajowy, federalny urząd dozoru jądrowego – FANR (ang. *Federal Authority for Nuclear Regulation*). Jako organ regulacyjny krajowego przemysłu jądrowego, jedną z ról FANR jest zapewnienie, że sektor energii jądrowej w Zjednoczonych Emiratach Arabskich jest zgodny zarówno z przepisami krajowymi, jak i normami międzynarodowymi.

W grudniu 2009 r. prezydent Zjednoczonych Emiratów Arabskich Szejk Chalifa ibn Zaid an-Nahajan wydał decyzję o utworzeniu państwowej spółki ENEC (ang. *Emirates Nuclear Energy Corporation*) z zadaniem wdrożenia w kraju energetyki jądrowej i mającej stać się właścicielem przyszłych elektrowni.

Wieść o planowanej w Emiratach budowie elektrowni jadrowej wywołała duże zainteresowanie ze strony potencjalnych dostawców podstawowej technologii jądrowej - przede wszystkim firm europejskich i amerykańskich, ale również południowokoreańskich i japońskich. Wydawało się początkowo, że to właśnie firmy francuskie lub amerykańskie sięgną po lukratywny kontrakt na dostawę pierwszej elektrowni jądrowej w bogatych krajach arabskich. Stało się jednak inaczej. 27 grudnia 2009 r. kierownictwo ENEC oznajmiło o wyborze oferty konsorcjum skupionego wokół Korea Electric Power Corporation z Republiki Korei na zaprojektowanie, zbudowanie i długofalowe wsparcie w eksploatacji elektrowni jądrowych zbudowanych w ramach krajowego programu wykorzystania energii jądrowej dla celów pokojowych. Wartość kontraktu wyniosła 20 mld USD. Projekt przewidywał budowę 4 bloków jądrowych z reaktorami APR-1400, z przewidywanym terminem uruchomienia pierwszego z nich w 2017 r. Koreańczykom niespodziewanie udało się skutecznie wygrać z przedsiębiorstwami europejskimi i północnoamerykańskimi, posiadającymi bez porównania większe doświadczenie w eksporcie energetycznych technologii jądrowych. Była to jednocześnie pierwsza i jak dotąd jedyna sprzedaż eksportowa koreańskich reaktorów energetycznych.

BUDOWA ELEKTROWNI

Pierwsza w historii koncesja zatwierdzona przez urząd dozoru jądrowego FANR została wydana przedsiębiorstwu ENEC w dniu 7 marca 2010 r. Umożliwiła ona zbadanie potencjalnych lokalizacji pod budowę pierwszej elektrowni jądrowej w kraju.

ENEC dokonał wyboru lokalizacji biorąc pod uwagę szczegółową ocenę szeregu czynników środowiskowych, technicznych i gospodarczych, a w tym: warunków sejsmicznych, bezpiecznej odległości od terenów gęsto zamieszkałych i zurbanizowa-

nych, bliskości zasobów wody do chłodzenia elektrowni, możliwości włączenia w istniejącą sieć elektroenergetyczną najwyższych napięć, dostępu do transportu morskiego i drogowego, korzystnych dla budowy warunków, bezpieczeństwa i dróg ewakuacyjnych oraz zdolności do minimalizacji wpływu na środowisko.

Ostatecznie postanowiono, że cztery bloki jądrowe zlokalizowane zostaną w miejscowości Barakah, w zachodnim regionie terytorium ZEA (patrz mapa na rys. 2), na wybrzeżu Zatoki Perskiej, około 53 km na południowy zachód od miasta Ruwais, w zachodniej części największego z siedmiu Emiratów: Abu Zabi, dość daleko od dużych miast zlokalizowanych na wschodzie ZEA. Lokalizacja ta, podobnie jak większość obszaru Półwyspu Arabskiego, leży w obszarze pustynnym, w strefie klimatu goracego. Dostęp do placu budowy zapewnia autostrada nr E11 biegnaca wzdłuż wybrzeża, prowadząca na zachód do przejścia granicznego z Arabią Saudyjską i na wschód do Abu Zabi, Dubaju i innych dużych ośrodków miejskich kraju.

W lipcu 2010 r. ENEC otrzymał od FANR "Licencję na przygotowanie terenu pod budowę obiektu jądrowego". FANR udzielił również "Ograniczonej licencji na budowę obiektu jądrowego", umożliwiającej inwestorowi rozpoczęcie wstępnych prac budowlanych w Barakah.

Urząd nadzoru jądrowego FANR wydał ostateczną zgodę na lokalizację placu budowy elektrowni w lipcu 2012 r., w ramach procesu zatwierdzania pozwolenia na budowę.



Rys. 2. Lokalizacja Elektrowni Jądrowej Barakah na mapie Zjednoczonych Emiratów Arabskich (rys. ENEC, opisy autora)

Kamień węgielny pod budowę elektrowni wmurowano 14 marca 2011 r. z udziałem prezydenta Republiki Korei Lee Myung-baka. Warto zauważyć, że stało się to niemal jednocześnie z wydarzeniami związanymi z katastrofą w EJ Fukushima I, spowodowanej falą tsunami jaka nawiedziła Japonię po trzęsieniu ziemi, która na wiele lat spowolniła rozwój energetyki jądrowej na świecie.

Prace budowlane przy pierwszym bloku EJ Barakah rozpoczęły się w dniu 18 lipca 2012 r. Budowa Bloku 2 ruszyła w maju 2013 r., Bloku 3 we wrześniu 2014 r. i Bloku 4 we wrześniu 2015 r. Tym samym w 2015 roku, wraz z rozpoczęciem budowy czwartego bloku, Elektrownia Jądrowa Barakah stała się największym na świecie placem budowy energetyki jądrowej, z czterema identycznymi reaktorami budowanymi jednocześnie w jednej lokalizacji.

Najważniejszymi kamieniami milowymi w dotychczasowym przebiegu budowy EJ Barakah były: ukończenie montażu płyty obudowy bezpieczeństwa budynku reaktora Bloku 1 w listopadzie 2013 r., instalacja skraplacza Bloku 1 w lutym 2014 r. i montaż pierwszego w ZEA zbiornika reaktora energetycznego Bloku 1 w maju 2014 r.

We wrześniu 2014 r. rozpoczęto betonowanie obudowy bezpieczeństwa Bloku 3, co zbiegło się z uzyskaniem od FANR pozwolenia na budowę dla Bloków 3 i 4.

W kwietniu 2014 r. ENEC otworzył w Barakah centrum szkoleniowe (STC – ang. *Simulator Training Centre*) przeznaczone dla przyszłych operatorów elektrowni z dwoma w pełni wyposażonymi sterowniami, do symulacji odtwarzających różne warunki ruchowe elektrowni w czasie rzeczywistym.

W 2015 r. poszczególne instalacje nieukończonego Bloku 1 uzyskały zasilanie elektryczne. Przystąpiono do montażu zbiornika reaktora Bloku 2, a na budowie Bloku 4 wykonano pierwsze betonowanie.

W 2016 r. utworzona została firma Nawah Energy Company będąca spółką zależną ENEC i koreańskiej firmy KEPCO. Jej podstawowymi przedmiotami działalności są eksploatacja i utrzymanie ruchu wszystkich czterech bloków EJ Barakah. W Bloku 1 przeprowadzono zimną próbę hydrostatyczną (CHT – ang. *Cold Hydrostatic Test*), a następnie gorącą próbę funkcjonalną (HFT – ang. *Hot Functional Test*). Przystąpiono do montażu zbiornika reaktora Bloku 3.



Rys. 3. Elektrownia Barakah w wieczornej scenerii. Na pierwszym planie Bloki 1 i 2, w głębi Bloki 3 i 4 jeszcze otoczone żurawiami budowlanymi (fot. ENEC)

W 2017 roku do Bloku 1 po raz pierwszy dostarczono paliwo jądrowe (FOS – ang. *Fuel On Site*). Na Bloku 2 przeprowadzono zimną próbę hydrostatyczną. Rozpoczęto montaż zbiornika reaktora Bloku 4. W grudniu 2017 r. działający na terenie Jemenu szyiccy rebelianci Huti ogłosili, że wystrzelili pocisk ziemia-ziemia z zamiarem trafienia w budowę EJ Barakah. Tymczasem siły zbrojne Emiratów zaprzeczyły, aby jakikolwiek obiekt tego rodzaju wtargnął w przestrzeń powietrzną kraju.

Każdy z czterech bloków EJ Barakah musiał uzyskać oddzielną licencję operacyjną krajowego regulatora (FANR). Operator elektrowni, spółka Nawah złożyła wniosek o eksploatację Bloków 3 i 4 już w marcu 2017 r. 20000-stronicowy wniosek zawierał wnioski i doświadczenia zdobyte podczas przeglądu wniosku dla Bloków 1 i 2.

W 2018 r. Blok 1 został formalnie uznany za ukończony z zamiarem uruchomienia go w końcu 2019 lub na początku 2020 roku. Również w 2018 r. podano zasilanie elektryczne do instalacji budowanych Bloków 3 i 4. W sierpniu tegoż roku na Bloku 2 przeprowadzono gorącą próbę funkcjonalną. W grudniu stwierdzono niewielkie puste pęcherze w betonie obudów bezpieczeństwa Bloków 2 i 3. Na Bloku 3 zauważono również przeciekanie smaru przez obudowę bezpieczeństwa, co mogło świadczyć o powstałych pęknięciach wewnątrz betonu. Po przeprowadzeniu szczegółowych badań udało się przeprowadzić odpowiednie naprawy obu obudów.

W marcu 2019 r. pomyślnie przeprowadzono na Bloku 2 próbę integralności strukturalnej (SIT – ang. *Structural Integrity Test*) oraz próbę szczelności (ILRT – ang. *Integrated Leak Rate Test*).



Rys. 4. Dostawa na plac budowy ostatniego zbiornika reaktora przeznaczonego dla Bloku 4, 2017 r. (fot. ENEC)



Rys. 5. Wnętrze sterowni Elektrowni Jądrowej Barakah (fot. ENEC)

23 stycznia 2019 r. firma Emirates Nuclear Energy Corporation zorganizowała specjalną ceremonię na terenie budowy EJ Barakah, aby uczcić osiągnięcie 50 milionów godzin pracy bez wypadku (ang. 50 million safe work hours without a Lost Time Injury). Był to niewątpliwy sukces służb BHP na budowie tak dużego i technicznie złożonego obiektu, a także dowód przywiązania firmy ENEC do najwyższych standardów bezpieczeństwa i jakości oraz rezultat programów ciągłego doskonalenia bezpieczeństwa pracy. W 2019 r. przeprowadzono gorącą próbę funkcjonalną Bloku 3.

Ostatecznie dopiero w pierwszym kwartale 2020 r. przystąpiono do załadunku paliwa do reaktora Bloku 1: 2,5 roku po pierwotnym terminie wyznaczonym na sierpień 2017 r. Jednak w porównaniu do opóźnień na innych budowach nowych obiektów jądrowych na świecie poślizg ten obiektywnie ocenić należy jako niewielki. W dniu 16 lutego 2020 r. Nawah Energy Company otrzymała od urzędu dozoru jądrowego FANR licencję na eksploatację Bloku 1 elektrowni. 7 sierpnia 2020 r. reaktor Bloku 1 uzyskał po raz pierwszy krytyczność, a 19 sierpnia po raz pierwszy zaczął dostarczać energię elektryczną do sieci krajowej Emiratów. Od 1 kwietnia 2021 r. rozpoczęto normalną eksploatację komercyjną Bloku 1.



Rys. 6. Wyprowadzenie linii 400 kV z napowietrznej rozdzielni przyelektrownianej (fot. ENEC)



Rys. 7. Elektrownia Jądrowa Barakah widziana z orbity okołoziemskiej – zdjęcie satelitarne (fot. Mohammed Bin Rashid Space Center)

14 lipca 2020 r. ENEC formalnie zadeklarował ukończenie budowy Bloku 2, który został przekazany spółce Nawah w celu przygotowania go do uruchomienia. W dniu 9 marca 2021 r. FANR wydał koncesję na eksploatację Bloku 2 elektrowni jądrowej Barakah na 60 lat, upoważniającą firmę Nawah do uruchomienia i obsługi Bloku 2 elektrowni. Po raz pierwszy drugi reaktor uzyskał krytyczność w dniu 27 sierpnia 2021 r., zaś 14 września 2021 r. Blok 2 EJ Barakah po raz pierwszy dostarczył energię elektryczną do sieci krajowej ZEA.

Na początku listopada 2021 r. zakończono budowę Bloku 3. FANR zatwierdził licencję na eksploatację Bloku 3 w czerwcu 2022 r. 22 września 2022 r. uzyskał on po raz pierwszy krytyczność, a 8 października tegoż roku przyłączono go do sieci energetycznej. Eksploatacja komercyjna rozpoczęła się w dniu 24 lutego 2023 r. Tymczasem w lipcu 2022 r. przeprowadzono gorącą próbę funkcjonalną już ukończonego Bloku 4, a na początku czerwca 2023 r. rozpoczęły się końcowe testy jego gotowości operacyjnej. Uruchomienie Bloku 4 i przekazanie do eksploatacji spodziewane jest w najbliższych miesiącach (17 listopada 2023 r. uzyskał on od FANR licencję na użytkowanie).



Rys. 8. Wizyta prezydenta Zjednoczonych Emiratów Arabskich Szejk Mohamed bin Zayed Al Nahyan oraz prezydenta Republiki Korei Yoon Suk Yeol wraz z towarzyszącymi im delegacjami w Elektrowni Jądrowej Barakah w styczniu 2023 r. (oficjalna fot. Prasowa Biura Prezydenta ZEA)

Komercyjna eksploatacja Bloku 4 zwiększyć ma całkowitą moc wytwórczą elektrowni Barakah do 5,6 GW, co odpowiada 25% zapotrzebowania Zjednoczonych Emiratów Arabskich na energię elektryczną i zapewni produkcję ponad 40 TWh czystej energii elektrycznej rocznie, przyczyniając się do zapobiegania emisjom dwutlenku węgla do atmosfery w ilości ok. 22,4 mln ton rocznie. W minionym sezonie zimowym elektrownia (z trzema pracującymi blokami) zaspokajała do nawet 48% zapotrzebowania krajowego. Zimą nawet na Półwyspie Arabskim uzyskuje się mniej energii elektrycznej z fotowoltaiki i wtedy bardzo przydaje się czysta, bezemisyjna energia z elektrowni jądrowej. Podczas konferencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w dniach 1-2 grudnia 2023 r. (2023 UN Climate Change Conference – UNFCCC COP 28) Elektrownia Jądrowa Barakah stała się "wizytówką" Emiratów i przykładem skutecznego przechodzenia do bezemisyjnej energetyki przyszłości.

APR-1400 DLA POLSKI

Sprawdzone w Korei Południowej i Emiratach bloki APR-1400 mają szansę zadebiutować wkrótce na kontynencie europejskim – w Polsce. Nasz kraj znajduje się w sytuacji konieczności znalezienia w najbliższych dziesięcioleciach szybkiego rozwiązania alternatywnego dla wycofywanych bloków elektrowni węglowych, szczególnie opalanych węglem brunatnym. W końcu października 2022 r. zbiegły się w czasie dwie decyzje dotyczące wyboru dostawców technologii bloków jądrowych. Po ogłoszeniu wyboru amerykańskiej firmy Westinghouse Electric Company do realizacji dostaw dla elektrowni, która ma zostać zlokalizowana na wybrzeżu Bałtyku w gminie Choczewo, dość niespodziewanie oznajmiono o udziale KEPCO/KHNP w projekcie realizowanym przy współpracy Zespołu Elektrowni Pątnów Adamów Konin (ZE PAK) oraz Polskiej Grupy Energetycznej (PGE).

Prywatna firma ZE PAK, której właścicielem w blisko 66% jest Zygmunt Solorz-Żak (założyciel i właściciel stacji telewizyjnej Polsat), jest obecnie operatorem dwóch elektrowni cieplnych opalanych węglem brunatnym zlokalizowanych w Pątnowie i Koninie w konińskim zagłębiu węglowym (trzecia elektrownia w Adamowie została już zamknięta). Z racji tego, że na początku lat trzydziestych przewiduje się zamknięcie wydobycia węgla brunatnego i wyłączenie wszystkich konwencjonalnych elektrowni należących do ZE PAK, firma intensywnie poszukuje nowych możliwości odbudowy swych mocy generacyjnych.

31 października 2022 r. ogłoszono, że Ministerstwo Aktywów Państwowych RP, Ministerstwo Handlu, Przemysłu i Energii Republiki Korei, polskie firmy energetyczne ZE PAK i PGE oraz KHNP na spotkaniu w Seulu podpisały wspólnie list intencyjny w sprawie planów budowy elektrowni jądrowej w rejonie Pątnów–Konin na bazie technologii koreańskich bloków APR-1400.

Kolejno projekt wszedł w fazę studium wykonalności. Sprawdzane były warunki co do możliwości budowy elektrowni jądrowej złożonej z dwóch bloków APR-1400 w tej lokalizacji. Warto tu zauważyć, że wszystkie dotychczasowe bloki APR-1400 w Korei i Emiratach budowane były na wybrzeżach morskich, z wykorzystaniem do chłodzenia skraplaczy wody morskiej. Elektrownia w Polsce byłaby zatem pierwszą lokalizacją śródlądową bloków tego typu. W tej okolicy wody do chłodzenia dostarczyć może Jezioro Gosławskie, z którego korzysta obecna Elektrownia Pątnów lub inne położone w okolicy jeziora oraz rzeka Warta. Konieczne byłoby zatem zastosowanie chłodni kominowych, dość często zresztą stosowanych w podobnych lokalizacjach elektrowni jądrowych w innych krajach europejskich. Na chwilę obecną nie jest jeszcze pewne czy projekt bloku będzie podobny do APR-1400 zastosowanych w dotychczas zrealizowanych elektrowniach w Korei Południowej i Zjednoczonych Emiratach Arabskich, czy też potencjalni wykonawcy zdecydują się na planowaną od pewnego czasu odmianę EU-APR-1400 (przeznaczoną na rynki europejskie) z pełną, podwójną obudową bezpieczeństwa większą redundancją układów bezpieczeństwa i zastosowaniem ostrzejszych kryteriów projektowych.

7 marca br. firmy PGE i ZE PAK ogłosiły o zawarciu porozumienia wstępnego dotyczącego utworzenia wspólnej spółki celowej, realizującej projekt budowy elektrowni jądrowej w regionie Konina. 8 marca 2023 r. PGE i ZE PAK złożyły do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniosek w sprawie utworzenia spółki celowej. 13 kwietnia 2023 r. ogłoszono o zawiązaniu wspólnego przedsiębiorstwa pod nazwą PGE PAK Energia Jądrowa S.A.

16 sierpnia 2023 r. spółka PGE PAK Energia Jądrowa złożyła do Ministerstwa Klimatu i Środowiska wniosek w sprawie wydania decyzji zasadniczej dotyczącej budowy, we współpracy z koreańską firmą KHNP, elektrowni jądrowej w regionie Konin–Pątnów. Wniosek zawiera kluczowe elementy projektu inwestycyjnego elektrowni, takie jak: lokalizacja, planowana łączna moc zainstalowana – dwa reaktory o łącznej mocy 2800 MW, technologia – koreańska technologia APR-1400, struktura własnościowa oraz opis planowanego sposobu finansowania inwestycji. Według oczekiwań inwestora obiekt powstać ma do roku 2035. Dwa bloki mogłyby dostarczać rocznie około 22 TWh energii, czyli ok. 12% obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce. 24 listopada 2023 r. minister Anna Moskwa wydała decyzję zasadniczą dotyczącą budowy elektrowni jądrowej w Koninie–Pątnowie.

KONSTRUKCJA BLOKU JĄDROWEGO APR-1400

Republika Korei rozpoczęła swój program eneregtyki jądrowej w latach siedemdziesiątych ubiegłego stulecia od zakupów technologii ze Stanów Zjednoczonych (reaktory ciśnieniowe-wodne firmy Westinghouse), Francji (reaktory ciśnieniowe-wodne firmy Framatome) oraz Kanady (ciężkowodne reaktory typu CANDU firmy AECL). Po uzyskaniu kilkuletnich doświadczeń firma Korean Hydro and Nuclear Power (KHNP), będąca częścią państwowego giganta energetycznego KEPCO, postanowiła w latach 80. XX w. rozwinąć własną konstrukcję nowoczesnego bloku jądrowego dużej mocy. Tym razem wybór padł na znakomite bloki System 80 opracowane i produkowane przez amerykańską firmę Combustion Engineering. Obiektami, w których firmy KEPCO/KHNP wdrożyły technologię System 80 stały się Bloki 3 i 4 Elektrowni Jądrowej Yeonggwang (jej nazwę zmieniono na EJ Hanbit w 2013 r.), zbudowane i uruchomione w latach 1989-1996 na podstawie umowy o transferze technologii z Combustion Engineering, z bardzo dużym udziałem lokalnego przemysłu. Kolejno Koreańczycy przystąpili do projektowania własnego rozwiązania. Opracowany i wdrożony do produkcji blok jądrowy o mocy elektrycznej zbliżonej do 1 GW otrzymał pierwotnie oznaczenie literowe KSNP (ang. Korean Standard Nuclear Power plant), zmienione w 2005 r. na OPR-1000 (ang. Optimized Power *Reactor* – zoptymalizowany reaktor energetyczny; oznaczenie cyfrowe od oczekiwanej mocy elektrycznej bloku: 1000 MW). Projekt reaktora i bloku energetycznego KSNP/OPR-1000 został wykorzystany do zbudowania w Republice Korei dwunastu bloków jądrowych tego typu w latach 1994-2015.

W końcu lat 90. XX w. sukces programu uruchomienia samodzielnego rozwoju standardowego reaktora energetycznego stał się dla koreańskich firm KEPCO/KHNP impulsem do opracowania większej jednostki, o mocy elektrycznej bloku powiększonej o 40% (do 1400 MW), bazującej na doświadczeniach zgromadzonych w rezultacie rozwoju, budowy i eksploatacji OPR-1000. Koreańscy konstruktorzy w oparciu o sprawdzoną technologię postanowili zastosować szereg nowych rozwiązań poprawiających zarówno ekonomikę eksploatacji, trwałość, jak i poprawę bezpieczeństwa. Szeroko zastosowano rozwiązania z zakresu bezpieczeństwa pasywnego - wykorzystującego do awaryjnego wyłączenia bloku naturalne zjawiska fizyczne. Celem opracowania bloku nazwanego APR-1400 były nie tylko dostawy dla energetyki krajowej, ale szeroko pojęty eksport nowego bloku na rynki międzynarodowe, umożliwiający konkurowanie na rynkach światowych z innymi wiodącymi konstrukcjami reaktorów ciśnieniowych wodnych PWR generacji III i III+. Łącznie w Republice Korei w eksploatacji znajdują się 3 bloki APR-1400 zbudowane w latach 2008-2022, w różnych fazach budowy kolejne 3 bloki, a w planach inwestycyjnych jeszcze 2.

Energetyczny blok jądrowy z reaktorem ciśnieniowym wodnym APR-1400 przeznaczony jest do pracy ze znamionową mocą cieplną 3983 MW, znamionową mocą elektryczną brutto (tj. uwzględniającą potrzeby własne bloku) 1455 MW i znamionową mocą elektryczną netto 1400 MW. Projektowa sprawność bloku wynosi 35,1%. Podstawowym moderatorem reakcji łańcuchowej w reaktorze oraz chłodziwem /czynnikiem roboczym w obiegach pierwotnym i wtórnym jest lekka woda. Cykl technologiczny wytwarzania energii w bloku jest zgodny z obiegiem Clausiusa-Rankine'a, w którym zachodzi parowanie i skraplanie czynnika roboczego – wody obiegu wtórnego. Na rysunku 9 pokazany jest przekrój aksonometryczny bloku. **Charakterystyka obiegu pierwotnego.** Głównymi elementami obiegu pierwotnego są (patrz rys. 10): reaktor zabudowany w zbiorniku ciśnieniowym, dwie pętle chłodziwa reaktora, z których każda zawiera jedną gałąź "gorącą", dwie gałęzie "zimne", wytwornicę pary i dwie główne pompy chłodziwa reaktora oraz stabilizator ciśnienia podłączony przewodem rurowym do jednej z gałęzi "gorących". Dwie wytwornice pary i cztery główne pompy chłodziwa obiegu pierwotnego usytuowane są symetrycznie względem zbiornika reaktora. Wytwornice pary zabudowane są powyżej zbiornika reaktora dla zapewnienia naturalnej cyrkulacji. W celu odpowietrzania i drenażu stabilizator ciśnienia i jego rurociąg wyrównawczy umieszczone są powyżej rurociągów chłodziwa reaktora.

Znamionowa prędkość przepływu wody chłodzącej w obiegu pierwotnym wynosi 20 991 kg/s, a jej ciśnienie 15,5 MPa (bezwzgl.). Temperatura wody obiegu pierwotnego na wlocie do reaktora równa jest 290,6°C, zaś na wylocie 323,9°C. Średni przyrost temperatury wody podczas jej przepływu przez reaktor wynosi 34,66°C. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, że temperatura wylotowa została obniżona z poziomu 327°C (przy znamionowym ciśnieniu roboczym 15,5 MPa), przyjętej w poprzednich konstrukcjach, do 323,9°C, dla ograniczenia narażeń związanych z możliwością korozyjnego pękania rurek wymiany ciepła w generatorach pary.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora ma kształt cylindryczny z integralną sferyczną dennicą i demontowalną sferyczną pokrywą górną (patrz rys. 11). W zbiorniku umieszczone są zespoły paliwowe, pręty regulacyjne / bezpieczeństwa, układy sterowania i oprzyrządowanie pomiarowe. Projekt techniczny zbiornika powstał na bazie analizy wytrzymałościowej i zmęczeniowej pod wpływem czynników narażeniowych: przede wszystkim wysokiej temperatury, ciśnienia i bombardowania strumieniem neutronów. Ciśnienie projektowe zbiornika wynosi 17,2 MPa (bezwzgl.), zaś temperatura projektowa 343,3°C. Zbiornik połączony jest z innymi elementami obiegu pierwotnego reaktora poprzez króćce dysz wlotowych i wylotowych dwóch pętli chłodzenia – razem sześć przyłączy przewodów rurowych obiegu pierwotnego: cztery wlotowe - "zimne" i dwa wylotowe - "gorące". Zbiornik wyposażony jest dodatkowo w cztery dysze DVI (ang. Direct Vessel Injection) przeznaczone do bezpośredniego awaryjnego wtrysku chłodziwa, umieszczone po jednej nad każdą z dysz wlotowych "zimnych" gałęzi rurociągów obiegu pierwotnego i 61 dysz dla czujników pomiarowych wewnątrz rdzenia (ICI - ang. In-Core Instrumentation). Do dysz awaryjnego wtrysku wody DVI (ang. Direct Vessel Injection), do zbiornika ciśnieniowego reaktora dołączone są rurociągi czterech linii mogących w sytuacji awaryjnej dostarczyć wodę ze zbiornika zapasowego wody umieszczonego wewnątrz obudowy



1 – budynek maszynowy, 2 – główny dźwig suwnicowy, 3 – pomocniczy dźwig suwnicowy, 4 – generator synchroniczny, 5 – oddzielacz wilgoci, przegrzewacz pary, 6 – odgazowywacz, 7 – zbiornik magazynowy odgazowywacza, 8 – zbiornik buforowy zamkniętego obiegu wody chłodzącej budynku maszynowego, 9 – podgrzewacze wody zasilającej niskiego ciśnienia, 10 – podgrzewacze wody zasilającej wysokiego ciśnienia, 11 – system chłodzenia w obiegu zamkniętym, 12 – sprężarki powietrza, 13 – zbiorniki sprężonego powietrza, 14 – czerpnia powietrza, 15 – pompy wody zasilającej napędzane przez turbinę, 16 – zbiornik drenażowy oddzielacza wilgoci, 17 – zbiornik drenażowy przegrzewacza międzystopniowego, 18 – turbiny "A", "B" i "C" do napędu pomp wody zasilającej, 19 – podgrzewacze wody zasilającej wysokiego ciśnienia, 20 – zbiorniki wymienników jonitowych o mieszanym złożu, 21 – wychwytywacz zużytych jonitów, 22 – zbiornik wymiennika kationitowego, 23 – zbiornik amoniaku, 24 – pompa wspomagająca wody zasilającej, 25 – układy rozruchowe pompy wody zasilającej, 26 - budynek pomocniczy, 27 - zapasowy wentylator wydmuchowy pomieszczenia agregatów prądotwórczych z silnikami wysokoprężnymi, 28 – zbiornik buforowy zamkniętego układu wody chłodzącej, 29 – sterownia główna bloku, 30 – główny rurociąg parowy, 31 – zawór bezpieczeństwa głównego rurociągu parowego, 32 – tłumik spalin z silnika wysokoprężnego agregatu prądotwórczego, 33 – agregat prądotwórczy z silnikiem wysokoprężnym, 34 – rozdzielnia 480 V odbiorników stale nie wchodzących w skład systemów bezpieczeństwa, 35 – wymiennik ciepła, 36 – pompa systemu chłodzenia powyłączeniowego, 37 - pomocnicze pompy wody zasilającej o napędzie silnikowym, 38 - wymiennik ciepła systemu chłodzenia powyłączeniowego, 39 – układ filtracji i demineralizacji wody basenu wypalonego paliwa jądrowego, 40 – układ odmulania wytwornic pary, 41 – filtr drenażowy zbiornika reaktora, 42 – filtr odmulania wytwornicy pary, 43 – wstępny wymieniacz jonowy, 44 – oczyszczający wymieniacz jonowy, 45 – wymieniacz jonowy układu kondycjonowania wody borowej, 46 – wymieniacz jonowy deborujący, 47 – system monitoringu promieniowania, 48 – pompa zatrzymująca, 49 – zbiornik stężonego kwasu borowego, 50 – zbiornik drenażowy, 51 – wywietrznik z zespołem oczyszczania powietrza z budynku pomocniczego, 52 – zbiornik regulacji objętości, 53 – chłodnica wody basenu wypalonego paliwa, 54 – pompa układu chłodzenia wody basenu wypalonego paliwa, 55 – rura transportowa zestawów paliwowych, 56 – wózek i podnośnik transportowy zespołów paliwowych w strefie przemieszczania paliwa, 57 – zespół oczyszczania powietrza na wywietrzniku awaryjnym ze strefy przemieszczania paliwa, 58 – basen wypalonego paliwa, 59 – maszyna przeładowcza zespołów paliwowych, 60 – dźwig suwnicowy strefy przemieszczania paliwa, 61 – platforma obserwacyjna, 62 - korytarz, 63 - budynek obudowy bezpieczeństwa, 64 - obrotowy dźwig suwnicowy, 65 - szyny jezdne obrotowego dźwigu suwnicowego, 66 - strefa wymiany prętów regulacyjnych/bezpieczeństwa, 67 - kanał powietrza chłodzącego tłoczonego przez wentylatory obudowy bezpieczeństwa, 68 - stabilizator ciśnienia, 69 - zbiornik wtrysku bezpieczeństwa, 70 - wytwornica pary, 71 - maszyna przeładowcza zespołów paliwowych, 72 – zbiornik reaktora, 73 – główna pompa chłodzenia reaktora obiegu pierwotnego, 74 – gałąź "gorąca" rurociągu obiegu pierwotnego, 75 – gałąź "zimna" rurociągu obiegu pierwotnego, 76 – zbiornik oleju głównej pompy chłodzenia reaktora, 77 – podnośnik transportowy zespołów paliwowych, 78 – budynek wielofunkcyjny mieszczący również zapasową sterownię, 79 – filtry węglowe, 80 – dźwig suwnicowy, 81 – zbiornik składowania długotrwałego, 82 – zbiornik zużytego jonitu o niskiej radioaktywności, 83 – dźwig suwnicowy, 84 – strefa składowania odpadów promieniotwórczych w beczkach, 85 – kompaktor (ugniatacz) stałych odpadów promieniotwórczych, 86 – pompa chłodzenia powyłączeniowego, 87 – pompa wtrysku bezpieczeństwa, 88 – pompa wody zasilającej z napędem turbinowym

Rys. 9. Przekrój bloku jądrowego z reaktorem KEPCO/KHNP APR-1400 (rys. KHNP, opisy autora)



Rys. 11. Konstrukcja wewnętrzna reaktora energetycznego typu APR-1400 (rys. KHNP, opisy autora)

bezpieczeństwa reaktora IRWST (ang. *In-containment Refueling Water Storage Tank*). W gałęziach "gorących" obiegu pierwotnego zainstalowane są sondy poziomu wody dla monitorowania poziomu chłodziwa podczas pracy z wodą w połowie pętli. Żywotność zbiornika ciśnieniowego reaktora została wydłużona do 60 lat eksploatacji dzięki zastosowaniu do jego budowy stali niskowęglowej (stop SA508, Grade 3, Class 1), o zredukowanej zawartości miedzi, niklu, fosforu i siarki w stosunku do wcześniej stosowanych stopów, co poprawiło odporność na pękanie. Całkowita wysokość wewnętrzna zbiornika reaktora wynosi 14800 mm, zaś masa transportowa 573 tony.

Wyposażenie wewnętrzne reaktora. W skład wewnętrzych konstrukcji wsporczych wchodzą następujące elementy: górna konstrukcja wsporcza prowadnic elementów regulacyjnych (prętów sterujących/bezpieczeństwa), cylinder wsporczy rdzenia oraz dolna konstrukcja wsporcza. Ich zadaniem jest podtrzymywanie zespołów paliwowych oraz elementów regulacyjnych, a także odpowiednie ukierunkowanie przepływu chłodziwa przez reaktor. Woda chłodząca obiegu pierwotnego wpływa do wnętrza reaktora przez króćce czterech dysz wlotowych, spływa na dno przez pierścień umieszczony pomiędzy ścianami zbiornika a cylindryczną konstrukcją wsporczą rdzenia, przechodzi przez ażurowe dno pod rdzeniem, a następnie unosi się ogrzewana przez zespoły paliwowe (w których odbywa się reakcja łańcuchowa) i kolejno opuszcza zbiornik reaktora przez dwie dysze wylotowe, płynąc do dwóch gałęzi "gorących" obiegu pierwotnego.

Rdzeń reaktora APR-1400 zdolny jest do wytwarzania znamionowej mocy cieplnej wynoszącej 3987 MW przy średniej objętościowej gęstości mocy 100,9 W/cm³. Rdzeń reaktora składa się z 241 kaset paliwowych z elementami paliwowymi w formie rurek ze stopu cyrkonowego zawierających pastylki z dwutlenku uranu (UO₂) o niskim stopniu wzbogacenia. Reakcja łańcuchowa w rdzeniu regulowana jest przy użyciu 93 elementów sterujących – CEA (ang. Control Element Assembly), z czego 76 ma pełną zdolność regulacyjną, zaś pozostałe 17 zmniejszoną zdolność regulacyjną. Pręty o pełnej zdolności regulacyjnej zawierają pastylki wykonane z węglika boru (B₂C), zaś pręty o zmniejszonej zdolności regulacyjnej wykonane są ze stopu niklowego Inconel 625. Rdzeń jest zaprojektowany na cykl operacyjny większy lub równy 18 miesięcy. Reaktor zaprojektowany jest do pracy z regulowaną mocą w zależności od zmian zapotrzebowania mocy w systemie energetycznym.

Kaseta paliwowa (patrz rys. 12) o przekroju kwadratowym składa się z elementów paliwowych, siatek dystansujących: górnej, dolnej i środkowych, dyszy górnej i dolnej stanowiącej podstawę kasety. Elementy paliwowe rozmieszczone są na planie siatki dystansującej z macierzą 16x16 oczek. Wewnątrz prostokąta siatki umieszczone są 4 rurowe prowadnice elementów sterujących (rozmieszczone symetrycznie na planie naroży kwadratu), a w środku – piąta prowadnica rurowa przeznaczona dla czujnika ICI. Miejsce zajęte przez prowadnice zmniejszają liczbę oczek macierzy dostępnych dla elementów paliwowych do 236.



Rys. 12. Budowa kasety paliwowej i elementu paliwowego (rys. KHNP, opisy autora)

Element paliwowy (patrz rys. 12b) wykonany jest w formie cienkościennej rurki ze stopu cyrkonowego, wypełnionej pastylkami UO, lub UO,+Gd,O, zakończonej na górze i na dole korkami zamykającymi i wyposażonej w wewnętrzną sprężynę dociskową umieszczoną w górnej części rurki. W zmodernizowanej wersji kaseta paliwowa o nazwie Plus-7 zapewnia podwyższoną wydajność cieplno-hydrauliczną i jądrową oraz integralność strukturalną. Prowadnice mieszające przepływ chłodziwa o wysokiej wydajności termicznej, powodujące stosunkowo małe, lokalne spadki ciśnienia, zostały użyte we wszystkich środkowych siatkach dystansujących, w celu zwiększenia cieplnego marginesu bezpieczeństwa powyżej 10%, co zostało potwierdzone w teście CHF (ang. Critical Heat Flux). Optymalizacja konstrukcji kasety paliwowej oraz zastosowanie koszulek elementów paliwowych ze stopu cyrkonowo-niobowego (Zr-Nb) pozwala na zwiększenie poziomu wypalenia paliwa.

Systemy przemieszczania i przeładunku paliwa jądrowego przeznaczone są do bezpiecznego i szybkiego przeprowadzenia przeładunku kaset paliwowych w rdzeniu reaktora od momentu otrzymania świeżych kaset paliwowych do ekspedycji wypalonego paliwa jądrowego poza blok elektrowni. W skład systemu wchodzą maszyna przeładowcza, platforma do wymiany elementów sterujących, system przemieszczania paliwa, podnośnik kaset z paliwem świeżym, podnośnik elementów sterujących i maszyna do przemieszczania kaset z wypalonym paliwem. Maszyna przeładowcza zainstalowana jest wewnątrz budynku reaktora. Jej zadaniem jest przemieszczanie kaset paliwowych do/z rdzenia reaktora i pomiędzy rdzeniem a systemem przemieszczania paliwa. Maszynowo odbywa się również przemieszczanie kaset z wypalonym paliwem w budynku paliwowym pomiędzy budynkiem reaktora a basenem tymczasowego składowania wypalonego paliwa.



Rys. 13. Zintegrowany zespół głowicy reaktora (rys. KHNP, opisy autora)

Zintegrowany zespół głowicy reaktora (IHA – ang. Integrated Head Assembly, patrz rys. 13) składa się z wentylatorowego systemu chłodzenia powietrzem elektromagnesów układu sterowania prętów regulacyjnych/bezpieczeństwa, osłony układu chłodzenia, zestawu termopar z podgrzewanym złączem oraz konstrukcji do podwieszania głowicy na obrotowym dźwigu suwnicowym budynku reaktorowego. Podczas operacji przeładunku paliwa kompletna głowica jest oddzielana od reaktora dla uzyskania dostępu do wnętrza rdzenia dla wymiany kaset paliwowych. Konstrukcja zespołu głowicy zapewnia jej szybki demontaż i ponowny montaż, co usprawnia operację przeładunku paliwa.

Wytwornice pary. Energetyczny blok jądrowy APR-1400 wyposażony jest w dwie wytwornice pary w układzie pionowym. Ich podstawowym zadaniem jest wymiana ciepła pomiędzy wodą pod wysokim ciśnieniem obiegu pierwotnego a wodą zasilającą obiegu wtórnego, zamieniającą się w nich w parę do napędu turbiny. Wytwornica pary (patrz rys. 14) dzieli się na sekcję odparowywania wody, w której woda obiegu wtórnego wchodzi w stan wrzenia i sekcję separacji wilgoci, w której wydzielana jest sucha para nasycona kierowana następnie do turbiny. Woda obiegu pierwotnego przepływa przez wiązkę rurek wymiany ciepła w kształcie odwróconej litery "U" dołączonych do dna sitowego wytwornicy. Łącznie w wytwornicy zainstalowane jest 13 102 rurek wykonanych ze stopu Inconel SB-163 Alloy 690 (jest to stop niklu o wysokiej zawartości chromu cechujący się bardzo dobrą odpornością na korozję od wody – obu obiegów i niesione przez nią substancje oraz na wysoką temperaturę). Każda z rurek ma średnicę zewnętrzną wynoszącą 19,05 mm. Sumaryczna zewnętrzna powierzchnia rurek wymiany ciepła wynosi 15 205 m². Dwie dysze wylotowe pary obiegu wtórnego każdej z wytwornic wyposażone są w zintegrowany ogranicznik zmniejszający strumień pary w przypadku przerwania przewodu rurociągu parowego. Dla zapewnienia dostępu do rewizji, prac remontowych oraz nakłuwania złogów szlamu sitowego wytwornica wyposażona jest w dwa włazy o średnicy 53,34 cm (21 cali) odpowiednio po stronie króćców – przyłączy rurociągów "gorącego" i "zimnego". W górnej części znajdują się dwa włazy umożliwiające dostęp do separatora wilgoci i osuszacza pary po stronie wtórnej. Nad wiązką rur grzejnych znajduje się wewnętrzny właz. Z kolei w dnie sitowym wykonano dwa małe otwory rewizyjne o średnicy 20,32 cm (8 cali) z zamykanymi pokrywami. Po stronie wtórnej z każdej z wytwornic pary wyprowadzone są dwie linie parowe. Każdy z rurociągów parowych wyposażony jest w pięć zaworów bezpieczeństwa, jeden główny zawór upustowy pary i jeden zawór odcinający. Konstrukcja wsporcza podtrzymująca górną część wiązki rur grzejnych zaprojektowana jest w taki sposób, aby zapobiegać wpadaniu rurek w drgania spowodowane wewnętrznym przepływem wody. Dla zapewnienia lepszych własności eksploatacyjnych zapewniony jest 10-procentowy zapas liczby rurek wymiany ciepła, które podczas użytkowania wytwornicy musiałyby zostać zaślepione np. na skutek nadmiernego zmniejszenia grubości ścianek (jest to normalna metoda wyłączania z użycia uszkodzonych rurek grzejnych zapobiegająca możliwości awaryjnego wypływu chłodziwa z obiegu pierwotnego do wtórnego). Urządzenia strony wtórnej wytwornicy są w stanie wytrzymać czas do 20 minut w przypadku całkowitej utraty dopływu wody zasilającej (TLOFW ang. Total Loss Of Feed-Water). Jądrowy system dostawy pary (NSSS – ang. Nuclear Steam Supply System) dostarcza z dwóch wytwornic parę pod ciśnieniem 6,9 MPa (bezwzgl.) o temperaturze 285°C. Znamionowa prędkość przepływu pary wynosi 1130,83 kg/s. Woda zasilająca docierająca do wytwornicy pary ma temperaturę 232,2°C, a jest ona dostarczana z prędkością przepływu wynoszącą 1134 kg/s.

Stabilizator ciśnienia jest cylindrycznym zbiornikiem ciśnieniowym o objętości 67,96 m³ ustawionym w pozycji pionowej. Jego zadaniem jest zapobieganie wahaniom ciśnienia chłodziwa w obiegu pierwotnym. Amortyzuje on zmiany objętości chłodziwa obiegu pierwotnego wywołanych zmianami jego temperatury średniej i utrzymywanie stałej wartości ciśnienia. Podobnie jak w innych konstrukcjach bloków z reaktorami PWR jest on połączony przewodem rurowym z jedną z gałęzi "gorących" rurociągu obiegu pierwotnego. Zbiornik stabilizatora wypełniony jest w dolnej części wodą, nad którą znajduje się para pod ciśnieniem. Objętość części parowej przy pracy reaktora z pełną mocą wynosi 36,16 m³, zaś przy pracy na biegu jałowym 48,25 m³. W dolnej części zbiornika zabudowane są wymienne, elektryczne grzałki nurnikowe o łącznej mocy 2400 kW. Z kolei pod jego górną kopułą umieszczone są dysze wtrysku wody doprowadzanej do nich z dwóch "zimnych" gałęzi rurociągów obiegu pierwotnego poprzez rurociąg wyrównawczy.

Pompy chłodziwa reaktora. Przetłaczanie chłodziwa w obiegu pierwotnym zapewniają cztery pompy – po dwie na jedną pętlę chłodzenia, z których każda pracuje w rurociągu "zimnym" przetłaczając wodę z wytwornicy pary do reaktora (patrz rys. 15). Zastosowano jednostopniowe pompy odśrodkowe w układzie pionowym z napędem elektrycznym i kołem zamachowym. Moc silnika elektrycznego pompy wynosi 9932,7 kW. Pompa wyposażona jest w olejowy system smarowania. Znamionowa prędkość obrotowa pompy wynosi 1190 obr/min, znamionowa prędkość przepływu 7,67 m³/s.

Rurociągi obiegu pierwotnego (RCS). W budowie rurociągów obiegu pierwotnego (RCS – ang. *Reactor Coolant System*) konstruktorzy bloku APR-1400 wdrożyli zasadę projektową polegającą na wykrywaniu przecieków przed rozerwaniem przewodu rurowego (LBB – ang. *Leak Before Break*). Zrezygnowano przy tym ze wzmocnień i osłon rurociągów zapobiegających przed uderzeniem strumienia chłodziwa gwałtownie uwolnionego z obiegu w sytuacji awaryjnej. Zasada LBB została zastosowana zarówno do głównych rurociągów chłodziwa, rurociągu wyrównawczego stabilizatora ciśnienia, rurociągów powyłączeniowego układu chłodzenia oraz awaryjnego wtrysku wody chłodzącej. Zastosowanie zasady LBB pozwoliło również na zmniejszenie liczby podpór rurociągów jądrowego systemu dostawy pary (NSSS) dzięki ograniczeniu potencjalnych skutków dynamicznych pęknięć rurociągów.

Zespół turbogeneratora składa się z głównej instalacji dostarczania pary, instalacji ekstrakcji pary, instalacji kondensatu, właściwego turbozespołu (patrz rys. 16) i systemów pomocniczych. Turbogenerator zdolny jest do bezawaryjnej pracy jałowej z obciążeniem potrzeb własnych równym 3% przez czas co najmniej 4 h. Uruchomienie turbogeneratora ze stanu zimnego do pełnego obciążenia następuje w czasie 8 godzin, wliczając w to wstępne podgrzewanie wirnika. Turbina typu TC-6F składa się z jednego stopnia wysokiego ciśnienia i trzech stopni niskiego ciśnienia. Znamionowe ciśnienie pary na wlocie stopnia wysokiego ciśnienia wynosi 6,63 MPa (bezwzgl.), a temperatura 282,2°C. Pomiędzy turbiną wysokiego i niskiego ciśnienia zainstalowane są dwa stopnie przegrzewaczy pary – oddzielaczy wilgoci.

ENERGETYKA JĄDROWA • NUCLEAR ENERGY





Rys. 16. Zespół turbogeneratora wraz z towarzyszącymi mu przegrzewaczami pary – oddzielaczami wilgoci (rys. KHNP, opisy autora)

Zastosowano trójfazowy generator synchroniczny, 4-biegunowy, o znamionowej prędkości obrotowej wynoszącej 1800 obr/min. Stojan generatora wyposażony jest w wodny system chłodzenia, zaś wirnik w wodorowy system chłodzenia. Moc znamionowa generatora wynosi 1690 MVA, moc czynna 1521 MW, napięcie znamionowe 24 kV. Całkowita masa generatora wraz z prądnicą wzbudzenia wynosi 713 ton.

Instalacje kondensatu i wody zasilającej przeznaczone są do dostarczania wody z układu skraplaczy do dwóch wytwornic pary. Trzy pompy kondensatu napędzane silnikami elektrycznymi przeznaczone są do normalnej pracy z obciążeniem 50% (przy normalnej eksploatacji działają dwie z nich a jedna jest odstawiona). Trzy pompy wody zasilającej, także pracujące normalnie z połową obciążenia, napędzane są przez indywidualne turbiny, dla zapewnienia wyższej niezawodności działania. W normalnym stanie pracy działają wszystkie trzy pompy wody zasilającej, zaś cały ich zespół może zapewnić pełną wydajność instalacji także przy awaryjnym odłączeniu jednej z nich. Znamionowa prędkość obrotowa pomp wody zasilającej wynosi 4570 obr/min, zaś znamionowa prędkość przepływu 0,902 m³/s. System wody zasilającej wyposażony jest w 7 stopni podgrzewaczy rozmieszczonych w układzie poziomym, co zapewnia łatwiejszą konserwację i wysoką niezawodność.

LITERATURA

- [1] Praca zbiorowa pod redakcją G. Ackermana, *Eksploatacja elektrowni jądro-wych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1987 r.
- [2] Celiński Z., Strupczewski A., *Podstawy energetyki jądrowej*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1984 r.
- [3] Hamza I. APR-1400 PWR Introduction, KEPCO, Barakah Nuclear Power Plant Project, Abu Dhabi, United Arab Emirates.
- [4] Jong Tae Seo, KEPCO. *Overview of APR-1400 Design*, IAEA INPRO DF-7, Vienna, November 19-22, 2013.
- [5] Kaniewski J., Kiełbasa 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.
- [6] Kubowski J., *Elektrownie jądrowe*, wyd. II, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2014 r.
- [7] Lindner J., *Evolution, Overview and Status of Gen-III/III+ NPPs*, The IAEA School of Nuclear Energy Management, Trieste, August 10, 2011.
- [8] Nowicki J., Blok jądrowy z reaktorem energetycznym AP1000. Rozwiązania konstrukcyjne i perspektywy zastosowań, "Energetyka", nr 8/2020.
- [9] Nowicki J., Cechy bezpieczeństwa, rozwiązania konstrukcyjne i doświadczenia wdrażania koreańskich bloków jądrowych APR-1400, "Biuletyn Państwowej Agencji Atomistyki – Bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna", nr 1/2023.
- [10] Nowicki J., Elektrownia Jądrowa Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich na bazie bloków energetycznych z reaktorami APR-1400, "Energetyka", nr 3/2022.
- [11] Nowicki J., Polski przemysł dla energetyki jądrowej. Wytyczne wspomagające działania przedsiębiorstw krajowych w budowie elektrowni jądrowych. Część elektryczna elektrowni jądrowej. Ministerstwo Energii. COSiW SEP, Warszawa 2017.
- [12] Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, wyd. VII, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2014.

Artykuł wpłynął do redakcji: 17 września 2023 r. 🧹