

Kalejdoskop energetyczno-ekologiczny



Baterie jądrowe – nowa opcja dla energetyki

Galena, licząca zaledwie 700 mieszkańców osada na Alasce, może wkrótce stać się prekursorem nowego trendu w energetyce małych mocy. Z powodu znacznego oddalenia od elektrowni tego stanu brak jest tu jakichkolwiek połączeń sieciowych. Temperatury w porze zimowej poniżej 50°C utrudniają dowóz i użytkowanie wszelkich paliw. Od dawna miejscowi odbiorcy korzystają z energii elektrycznej i ciepłej dostarczanej przez generatory napędzane silnikami Diesla. Na całoroczne potrzeby tej wioski w sezonie letnim dowozi się drogą wodną około 2 mln galonów oleju napędowego. Wysokie koszty transportu i eksploatacji sprawiają, że cena wytwarzanej tu energii elektrycznej sięga 0,30 USD/kWh (w niektórych osiedlach Alaski nawet 1 USD). Jednocześnie przewóz, magazynowanie i samo spalanie tak dużej ilości oleju stanowi źródło poważnych zagrożeń, w tym emisji zanieczyszczeń i wywołuje uzasadnione protesty ekologów. W celu rozwiązania problemu zaopatrzenia w tanią i czystą energię oddalonych skupisk ludności i ośrodków przemysłowych na północy tego kontynentu zaproponowano oryginalne rozwiązanie polegające na użyciu autonomicznego minireaktora jądrowego.

Firma *Toshiba* opracowała specjalną konstrukcję niskociśnieniowego reaktora o nazwie 4S (ang. Super Safe, Small, Simple) chłodzonego ciekłym sodem.

W razie uzyskania zezwolenia od władz federalnych *Toshiba* dostarczy za darmo wspomniany reaktor o mocy 10 MW. Koszt jego budowy szacuje się na 20–30 mln USD. Odbiorcy w Galenie pokryją jedynie koszty eksploatacji elektrowni – w ten sposób cena jednostkowa produkowanej w niej energii elektrycznej ulegnie obniżeniu do około 0,10 USD, czyli jej średniej wartości w USA. Zmontowany u wytwórcy i przewieziony barką reaktor 4S zostanie zainstalowany pod ziemią; w przypadku awarii jego systemu chłodzenia ciepło zostanie wchłonięte do podłoża. Sam reaktor o wysokości około 20 m i średnicy 2,5 m (a więc wymiarach dużego świerku) będzie umieszczony w betonowej obudowie o masie jedynie kilku ton. Ma on wytwarzać energię przez 30 lat bez potrzeby wymiany paliwa, stąd też nie przewiduje się potrzeby jego otwierania w tym okresie. Reaktor ten nie posiada przesuwanych prętów do regulacji szybkości reakcji łańcuchowej. Zamiast tego wyposażono go w specjalne „zwierciadła” rozmieszczone wokół rdzenia; w razie ich wysunięcia gęstość przepływu neutronów ulega zmniejszeniu powodując przerwanie reakcji. Ponieważ reaktor 4S nie posiada elementów ruchomych, słusznie przypomina wielką baterię. Konstrukcja ta jest określana przez projektantów jako samoistnie bezpieczna, jednak obawy przyszłych użytkowników wzbudza rozwiązanie układu chłodzenia.

Zastosowanie ciekłego sodu zamiast wody do odprowadzania ciepła pozwala na podwyższenie temperatury pracy rdzenia o 200°C bez ryzyka wzrostu ciśnienia (w przypadku odparowania wody), lecz wprowadza zagrożenie innego rodzaju. Ewentualny wyciek sodu może spowodować jego zapalenie.

W razie przyjęcia oferty *Toshiba* mogłaby dostarczyć szereg następujących jednostek tego typu o różnych mocach w zakresie 2–50 MW. Seryjna produkcja mini-reaktorów nowej generacji pozwoliłaby na znaczne obniżenie przewidywanych kosztów produkcji.

Na razie niewiadomą pozostają koszty eksploatacji instalacji, których wysokość w dużej mierze będzie zależała od liczby personelu elektrowni włącznie z pracownikami służby ochrony obiektu (sam reaktor jest bezobsługowy). Według obecnych przepisów amerykańskich do samej tylko ochrony siłowni jądrowej w Galena przed zagrożeniami zewnętrznymi, zwłaszcza terrorystycznymi, konieczne będzie zatrudnienie aż 34 osób. Lokalne władze liczą jednak na indywidualne elastyczne podejście, które zezwoliłoby na użycie znacznie mniejszej liczby miejscowych policjantów w liczbie co najwyżej czterech.

W tym przypadku cena jednostkowa energii elektrycznej wyniosłaby zaledwie 6–8 centów, dzięki czemu opłacalne byłoby wykorzystanie elektryczności również do ogrzewania pomieszczeń, szklarni itp.

Wspomniane trudności zaopatrzenia osiedli na dalekiej północy w energię elektryczną i ciepłą są poważnym hamulcem dla rozwoju gospodarczego tych regionów Ameryki Północnej a także Rosji. W samej tylko Alasce wstrzymano z tego powodu kilka inwestycji w górnictwie złota. Koncepcja autonomicznych minireaktorów jądrowych nowego typu może pomóc przełamać ten impas zapoczątkowując nowy trend w rozwoju energetyki rozproszonej.

Oprac. P. Olszowiec

Na podstawie artykułu *Yukon town studies option – 30 years of clean nuclear energy*, *Nuclear Energy Insight* 7/2004

Największy blok gazowo-parowy na świecie

W walijskiej elektrowni *Baglan Bay* w Cardiff zakończono ruch próbny największego dotychczas w światowej energetyce bloku gazowo-parowego na bazie jednej turbiny gazowej. We wrześniu 2003 r. koncern *GE Power Systems* oficjalnie ogłosił rozpoczęcie przemysłowej eksploatacji najnowocześniejszej instalacji energetycznej tego rodzaju zbudowanej według własnej technologii o nazwie System H. Głównym zespołem systemu jest turbina gazowa określana mianem „następnej generacji”. Zrealizowana w *Baglan Bay* technologia bloku gazowo-parowego pozwala na osiągnięcie rekordowej sprawności wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 60% przy spalaniu gazu ziemnego. Dotychczas najsprawniejsze instalacje tego typu uzyskiwały sprawność w przedziale 57–58%.

Wdrożony w 1995 r. System H został opracowany przez koncern *General Electric* w ramach programu doskonalenia turbin gazowych sponsorowanego przez Departament Energetyki USA. W koncernie zaprojektowano i skonstruowano dwa nowe typy turbin gazowych: 9H (50 Hz) i 7H (60 Hz). Pierwsza z nich o mocy znamionowej 480 MW, zainstalowana właśnie w *Baglan Bay*, jest zarazem największą turbiną gazową na świecie.

Przy masie 368 ton jej długość wynosi 11,9 m, a średnica – 4,9 m. Oba typy turbin zawdzięczają swe rekordowe wskaźniki działania użyciu najnowocześniejszych materiałów wysokotemperaturowych oraz nowatorskiego rozwiązania układu chłodzenia. Ich zastosowanie umożliwiło podwyższenie temperatury spalania gazu do 1410°C, co przekracza o 118°C wartość tego parametru w turbinach poprzedniej generacji oznaczanej jako F.

W sprężarce na wale turbiny wykorzystano rozwiązanie stosowane w silnikach odrzutowych CF6-80C2, co zapewnia sprężenie 23:1 przy przepływie 658 kg/s. Układ spalania, w którym zachodzi wstępne wymieszanie gazu ziemnego z powietrzem przed zapłonem, odznacza się bardzo niską emisją tlenków azotu (zawartość w spalinach do 25 ppm). Nowy układ chłodzenia stanowi odejście od dotychczasowego sposobu odbioru ciepła w turbinach gazowych. W turbinie systemu H do chłodzenia dysz i wieńców łopatek stopnia I i II wykorzystano krążącą w obiegu zamkniętym parę czerpaną z przegrzewacza kotła i parę wylotową z części wysokoprężnej turbiny. Dotychczas powyższe elementy turbin gazowych chłodzono powietrzem dostarczonym przez wspomnianą sprężarkę. Zamknięty obieg pary zmniejsza spadek temperatury na chłodzonych częściach umożliwiając efektywniejsze wykorzystanie jej entalpii do napędu turbogeneratorskiego. Dzięki temu wzrasta również ilość powietrza wykorzystywana do spalania gazu, co podnosi moc maszyny. Dysze i wieńiec stopnia III są, jak poprzednio, chłodzone powietrzem, zaś stopień IV nie jest w ogóle chłodzony.

Elektrociepłownia Baglan Bay, w której czynny jest także mniejszy blok gazowo-parowy starszej generacji o mocy 33 MW, zasila energią elektryczną i ciepłą przyległy kompleks przemysłowy. Nadwyżki mocy są sprzedawane do systemu elektroenergetycznego.

Podczas gdy uruchomienie inwestycji w *Baglan Bay* jest niewątpliwie „milowym” osiągnięciem dla energetyki w ogólności, a dla koncernu *GE Power Systems* w szczególności, wiadomo już, że jego wpływ na światowy rynek energetyczny nie będzie w najbliższej przyszłości znaczący. Analitycy nie oczekują wzrostu międzynarodowej koniunktury na urządzenia wytwórcze dla energetyki do 2005 r. Przychody koncernu mają w kolejnych latach zmniejszyć się o 4–5 mld USD w porównaniu z rokiem 2002, kiedy osiągnął 23 miliardy dolarów.

Na rynku ogarniętym stagnacją trudno będzie znaleźć potencjalnych nabywców wielkich jednostek. Mimo coraz ostrzejszej konkurencji inwestorzy zachowują się konserwatywnie preferując sprawdzone, choć mniej sprawne technologie nawet kosztem przyszłych oszczędności. Dlatego też kolejne bloki Systemu H powstaną dopiero po 2005 r. Między innymi ogłoszono, że na lata 2006–2008 japońska elektrownia *Futtsu* zaplanowała zakup trzech instalacji Systemu H 109.

Oprac. P. Olszowiec

Na podstawie S. Green „*Journey into unknown*”
Power Engineering International 10/2003

