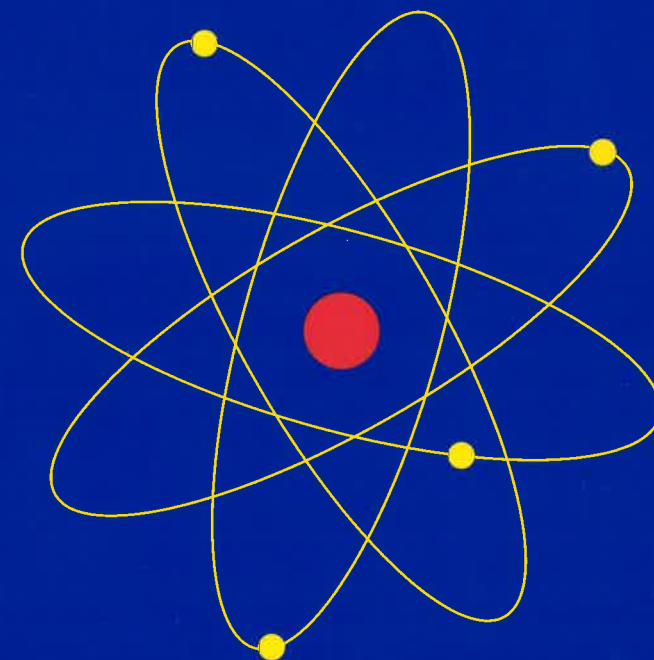


ISSN 0867-4752

1 (45)/2001

*BEZPIECZEŃSTWO
JĄDROWE
i
OCHRONA
RADIOLOGICZNA*



PAŃSTWOWA AGENCJA ATOMISTYKI

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE i OCHRONA RADIOLOGICZNA

BIULETYN INFORMACYJNY PAŃSTWOWEJ AGENCJI ATOMISTYKI

Nr 1(45)/2001
Warszawa

Wydawca
PAŃSTWOWA AGENCJA ATOMISTYKI

Redakcja: 00-921 Warszawa, ul. Krucza 36
tel.: 695 98 22, 629 85 93
fax: 695 98 15
e-mail: tbia@paa.gov.pl


Przewodniczący Rady Programowej
Witold ŁADA

Redaktor naczelny
Tadeusz BIAŁKOWSKI

Wydanie publikacji dofinansowane przez Komitet Badań Naukowych

ISSN 0867-4752

Druk

 Drukarnia Piotra Włodarskiego
02-646 Warszawa, ul. Ksawerów 21, tel.: 853-50-98

SPIS TREŚCI

<i>Andrzej T. Mikulski</i> Bezpieczeństwo jądrowe w krajach graniczących z Polską (raport WENRA).	3
15 lat po awarii w Czarnobylu (Informacja Państwowej Agencji Atomistyki).	46

Szanowni Państwo,

Prawie cały bieżący numer Biuletynu jest poświęcony raportowi Zachodnioeuropejskiego Stowarzyszenia Dozorów Jądrowych (WENRA) na temat bezpieczeństwa elektrowni jądrowych krajów kandydujących do Unii Europejskiej. Kraje te to Czechy, Słowacja, Litwa, Bułgaria, Rumunia, Słowenia i Węgry, a eksploatowane przez nie reaktory energetyczne, poza jednostkowym wyjątkiem, były projektowane w byłym Związku Radzieckim. Omówienie wspomnianego raportu WENRY, którego dokonał Pan Andrzej Mikulski, dotyczy w części szczegółowej tylko graniczących z Polską krajów (Czechy, Słowacja, Litwa). Ze względu na ograniczoną objętość Biuletynu zrezygnowano również z dwóch obszernych załączników omawiających bezpieczeństwo reaktorów typu RBMK i WWER, natomiast dodano na końcu wykaz stosowanych w omówieniu skrótów. Kopia całego raportu jest w posiadaniu Biblioteki nukleonicznej Państwowej Agencji Atomistyki, Warszawa ul. Konwaliowa 7A.

Ponadto Biuletyn zawiera informację Państwowej Agencji Atomistyki dotyczącą zdrowotnych skutków awarii w Czarnobylu. Obszerniejszy materiał na temat tej awarii mogą Państwo znaleźć w Internecie w portalu ONET (<http://wiem.onet.pl/wiem/015238.html#s00>).

Życzymy owocnej lektury.

Redakcja Biuletynu

BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE W KRAJACH GRANICZĄCYCH Z POLSKĄ (RAPORT WENRA)

Andrzej T. Mikulski

WSTĘP

Unia Europejska zdecydowała, że bezpieczeństwo jądrowe stanowić będzie istotną kwestię w procesie jej rozszerzania. Decyzja ta wywołuje szereg problemów z takich powodów jak:

- zagadnienie to nie należy do „acquis communautaire” Unii Europejskiej,
- normy międzynarodowe w tym zakresie są raczej ogólne, a większość odpowiednich dokumentów została wydana przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (MAEA),
- dokumenty MAEA nie stanowią obowiązujących norm lecz raczej rekomendacje właściwego postępowania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego.

W wielu dziedzinach wymagania wprowadzone w krajach jądrowych Unii Europejskiej są bardziej restrykcyjne niż normy międzynarodowe, zatem perspektywa unijna jest właściwym miernikiem do oceny bezpieczeństwa jądrowego w krajach kandydujących.

Ze względu na powyższe przyczyny Zachodnioeuropejskie Stowarzyszenie Dozorów Jądrowych (Western European Nuclear Regulators' Association – WENRA) uznało, że jest jego obowiązkiem wyrażenie opinii dotyczącej bezpieczeństwa jądrowego w obiektach jądrowych w krajach kandydujących. Stowarzyszenie składa się szefów Urzędów Dozoru Jądrowego z państw Europy Zachodniej, które posiadają elektrownie jądrowe, a mianowicie z takich krajów jak: Belgia, Finlandia, Francja, Holandia, Niemcy, Włochy, Szwecja, Szwajcaria (przedstawiciel tego kraju nie uczestniczył w przygotowaniu dalej omawianego raportu) i Wielka Brytania. Stowarzyszenie postawiło sobie następujące cele:

- opracowanie jednolitego podejścia do spraw bezpieczeństwa jądrowego i zagadnień dozorowych szczególnie w krajach Unii Europejskiej,

- zapewnienie Unii Europejskiej niezależnych możliwości oceny stanu bezpieczeństwa i stosowanych przepisów w krajach kandydujących,
- dokonanie oceny i osiągnięcie wspólnego podejścia do pojawiających się zagadnień w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i stosowanych przepisów.

Uznając ogrom pracy do wykonania Stowarzyszenie zdecydowało się na ustalenie następujących priorytetów:

- a) aby wykorzystanie energii jądrowej odbywało się w akceptowalnych warunkach bezpieczeństwa warunkiem koniecznym, lecz nie wystarczającym, jest dla krajów kandydujących posiadanie niezależnych, silnych i uznanych Urzędów Dozoru Jądrowego z odpowiednim zasobem środków ludzkich i finansowych: Stowarzyszenie uznało to jako czynnik rozpatrywany na pierwszym miejscu,
- b) instalacjami jądrowymi stwarzającymi największe ryzyko są reaktory energetyczne i im Stowarzyszenie poświęciło najwięcej uwagi. Spowodowało to, że na tym etapie, nie zajmowano się takimi instalacjami jądrowymi jak: reaktory badawcze, czasowe przechodniaki wypalonego paliwa i odpadów promieniotwórczych.

Biorąc pod uwagę powyższe stwierdzenia Stowarzyszenie rozpoczęło prace już w 1998 roku i wydało pierwszy, tzw. Raport WENRA w marcu 1999 roku, który:

- dotyczył siedmiu krajów kandydujących posiadających przynajmniej jeden reaktor energetyczny, tj. Bułgarii, Czech, Litwy, Rumunii, Słowacji, Słowenii i Węgier,
- podzielony został na dwa rozdziały, pierwszy dotyczący przepisów oraz urzędów dozoru jądrowego i drugi dotyczący bezpieczeństwa reaktorów energetycznych,

- Stowarzyszenie podzieliło pracę między swoich członków stosownie do ich wiedzy o tych krajach i ich instalacjach jądrowych,
- raport został oparty wyłącznie na informacjach, które członkowie Stowarzyszenia mogli zweryfikować,
- w pewnych przypadkach, wskutek braku informacji, Stowarzyszenie nie przedstawiło swoich konkluzji.

Ta sytuacja spowodowała podjęcie przez Stowarzyszenie odpowiednich kroków celem wydania końcowego raportu zawierającego konkluzje we wszystkich sprawach.

Ostateczny raport ukazał się w październiku 2000 roku, a jego najważniejsze cechy to:

- przedmowa zawierająca podstawowe informacje, omówienie struktury raportu i zastosowanej metodologii pracy,
- ogólne konkluzje dotyczące siedmiu krajów oraz osobno dla każdego kraju, a w tym przedstawienie zagadnień priorytetowych,
- dalej raport właściwy, również w dwóch rozdziałach dla każdego kraju, omawiający odpowiednio przepisy i urząd dozoru jądrowego oraz reaktory energetyczne,

w rzeczywistości raport zawiera siedem poszerzonych streszczeń, po jednym dla każdego kraju, które prezentują więcej informacji niż ogólne streszczenie, a dalej 14 rozdziałów szczegółowych, po dwa dla każdego kraju.

Do raportu dołączono dwa załączniki odnoszące się do ogólnych charakterystyk bezpieczeństwa i zaleceń bezpieczeństwa dla elektrowni jądrowych z reaktorami typu RBMK i WWER, które zostały pominięte w tym omówieniu. Raport nie obejmuje zagadnień ochrony przed promieniowaniem, likwidacji obiektów, zaś aspekty bezpieczeństwa wypalonego paliwa i postępowania z odpadami promieniotwórczymi są uwzględnione tylko na terenie elektrowni jądrowej.

Na zakończenie należy jeszcze wyjaśnić dwa podstawowe aspekty przygotowanego raportu, a mianowicie przyjętą metodologię i źródła informacji.

Źródłem informacji dla Raportu WENRA jest udział Stowarzyszenia w działalności międzynarodowej krajów kandydujących do Unii, jakimi są program PHARE, programy MAEA oraz dwustronne kontakty z urzędami dozoru i operato-

rami elektrowni jądrowych w tych krajach. Kontakty te uzupełnione są przez liczne wizyty w elektrowniach. Należy podkreślić, że Stowarzyszenie w żadnym wypadku nie opierało się na opinii wyrażonej przez osobę lub organizację, która nie mogłaby być zweryfikowana. Ponadto Stowarzyszenie podjęło wielki wysiłek nad ujednoczeniem (harmonizacją) przedstawianych informacji dla poszczególnych krajów i wyrażaniu zrównoważonych opinii. Wysiłek ten przejawiał się w jednolitym, niezmiennym układzie prezentowanych informacji o każdym kraju.

Prezentacja ostatecznej wersji tego raportu „Nuclear safety in EU candidate countries” miała miejsce na 2-gim posiedzeniu Europejskiej Grupy Bezpieczeństwa Instalacji Jądrowych (ENIS-G) w Brukseli dnia 19 stycznia 2001 r., w którym uczestniczył autor tego omówienia.

W dalszej części przedstawione zostaną najważniejsze informacje z Raportu WENRA w postaci uwag ogólnych odnoszących się do takich krajów jak: Bułgaria, Rumunia, Słowenia i Węgry oraz całości uwag szczegółowych w stosunku do krajów graniczących z Polską, tj. Czech, Litwy i Słowacji*.

UWAGI OGÓLNE

BUŁGARIA

Status dozoru jądrowego odbiega od praktyki zachodnioeuropejskiej ponieważ nie zapewnia wystarczającej niezależności urzędu dozoru jądrowego a środki, jakimi dysponuje nie wystarczają do wypełniania jego obowiązków.

Elektrownia Kozłoduj

Bloki nr 1 – 4 (WWER-440/230) mimo wprowadzenia ulepszeń nie osiągnęły należytego poziomu bezpieczeństwa. Powodem zaniepokojenia nadal pozostaje, między innymi, zdolność układu pomieszczeń szczelnych do opanowania awarii uszkodzenia głównego rurociągu obiegu pierwotnego. Nawet gdyby znaleziono rozwiązanie tego problemu, to wprowadzenie niezbęd-

* w tej części omówienia wykorzystano tłumaczenie fragmentów raportu z języka angielskiego wykonane przez dr Wandę Stepien-Rudzką.

nych ulepszeń dostosowujących te bloki do równoważnych rozwiązań zachodnioeuropejskich wymagałoby znacznego czasu i wysiłku. Rząd bułgarski ogłosił decyzję o zamknięciu bloków nr 1 i 2 do 2003 roku.

Bloki nr 5 – 6 (WWER-1000/320), pod warunkiem przeprowadzenia prawidłowo odpowiednich programów modernizacyjnych, powinny osiągnąć poziom bezpieczeństwa porównywalny z reaktorami zachodnioeuropejskimi zbudowanymi w tym samym okresie.

RUMUNIA

Rumunia podejmuje odpowiednie działania dla ustanowienia statusu systemu dozoru i urzędu dozoru jądrowego, które będą porównywalne z praktyką w Europie Zachodniej. Konieczne są dalsze wysiłki dla zapewnienia zdolności wykonywania niezbędnych ocen bezpieczeństwa, rozbudowy organizacji reagowania w sytuacjach nadzwyczajnych w ramach dozoru jądrowego oraz dokonania przeglądu kompletu dokumentów dozorowych.

Elektrownia Cernavoda

Reaktor nr 1 (CANDU-6) jest podobny do reaktorów eksploatowanych w elektrowniach Gentilly-2 i Point Lepreau w Kanadzie. Obecnie największe zaniepokojenie budzi sytuacja finansowa elektrowni, użytkownik może mieć poważne trudności z zapewnieniem i utrzymaniem odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa eksploatacji.

SŁOWENIA

Celem osiągnięcia pełnej porównywalności z praktyką stosowaną za Zachodzie Europy konieczna jest nowelizacja ustawodawstwa w dziedzinie atomistyki pod kątem stwierdzonych niedociągnięć. Urząd dozoru jądrowego poszerzył zakres swego działania, który w zasadzie zgodny jest z zachodnią praktyką i metodologią, jednak jego budżet i sytuacja finansowa wymagają poprawienia, aby zwiększyć zdolność do przeprowadzania niezależnych ocen bezpieczeństwa.

Elektrownia Krsko

Elektrownia Krsko wyposażona jest w zachodni wodno-ciśnieniowy reaktor i jej poziom

bezpieczeństwa jest porównywalny z elektrowniami eksploatowanymi obecnie w państwach Europy Zachodniej. Niedawno zakończono szeroko zakrojony program modernizacyjny. Należy ocenić wpływ, jaki na bezpieczeństwo może mieć długoterminowy status własnościowy obiektu. Ponadto, należy sfinalizować oceny kilku zagadnień technicznych.

WĘGRY

Status systemu dozoru i urzędu dozoru jądrowego jest porównywalny z praktyką stosowaną w Europie Zachodniej. Istnieje dobrze określony, z punktu widzenia praktyki stosowanej na Zachodzie, proces licencjonowania.

Elektrownia Paks

W blokach nr 1 – 4 (WWER-400/213) wdrożono istotny program poprawy poziomu bezpieczeństwa, który doprowadził je do stanu porównywalnego z reaktorami zachodnioeuropejskimi z tego samego okresu. Trwa program szerokiej modernizacji układu sterowania i zabezpieczeń, który jeszcze bardziej zwiększy bezpieczeństwo eksploatacji tych bloków.

UWAGI SZCZEGÓŁOWE (kraje sąsiadujące z Polską)

CZECHY

I. Status systemu nadzoru i dozoru jądrowego

Stan prawny

1. Nowe Prawo Atomowe (ustawa o pokojowym wykorzystaniu energii jądrowej i promieniowania jonizującego) weszło w życie w roku 1997. Ustawa potwierdza status Państwowego Urzędu Bezpieczeństwa Jądrowego – SUJB (Statni Ured Jadernei Bezpečnosti) jako organu odpowiedzialnego za nadzór nad wykorzystaniem energii jądrowej i promieniowania jonizującego. Ustawa definiuje kompetencje SUJB w zakresie licencjonowania obiektów jądrowych, a także w zakresie działalności zwią-

- związanej z ocenami, inspekcjami i egzekwowaniem prawa.
2. Prawo Atomowe stwierdza, że za bezpieczeństwo obiektu odpowiada jego użytkownik. Firma eksploatująca elektrownie jądrowe jest spółką akcyjną, w której większość udziałów kontroluje państwo.
 3. Od czasu wejścia w życie nowego Prawa Atomowego w roku 1997, w SUJB przygotowano lub poprawiono wszystkie rozporządzenia wynikające z ustawy Prawo Atomowe. Wydanie tych rozporządzeń stanowi ważne osiągnięcie SUJB.
 4. Republika Czeska jest stroną wszystkich konwencji międzynarodowych, odnoszących się do bezpieczeństwa jądrowego.
 5. W Republice Czeskiej ustawodawstwo i przepisy w zakresie atomistyki są porównywalne z praktyką obowiązującą w Europie Zachodniej.

Status dozoru jądrowego i infrastruktury wsparcia technicznego

6. SUJB jest centralną agencją administracji państwowej, podporządkowaną bezpośrednio rządowi. Jej prezes może uczestniczyć w posiedzeniach Rady Ministrów. W razie potrzeby łączność między Radą Ministrów i SUJB zapewnia wicepremier do spraw gospodarki i finansów. SUJB jest finansowana z budżetu państwa zatwierdanego przez parlament.
7. SUJB odpowiada za bezpieczeństwo jądrowe, ochronę przed promieniowaniem, transport materiałów jądrowych i promieniotwórczych, międzynarodowe powiadamianie o incydentach i awariach, przekazywanie informacji społeczeństwu, prowadzenie kontroli materiałów jądrowych oraz import i eksport wyposażenia przeznaczonego dla elektrowni jądrowych. SUJB wraz z innymi działami administracji odgrywa ważną rolę w planowaniu oraz przygotowaniach do postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych.
8. SUJB jest upoważniona do wydawania i cofania zezwoleń. Ponadto ma prawo do nakładania na użytkowników kar za wszelkie naruszenia warunków zezwolenia. Podejmowane przez poszczególnych inspektorów działania

związane z egzekwowaniem prawa mogą być zaskarżane do prezesa SUJB, zaś kolejną instancją odwoławczą jest sąd.

9. Swój obecny budżet SUJB uznaje za wystarczający. Na prowadzenie prac badawczych SUJB dysponuje specjalnym budżetem, który jest przeznaczony w równych częściach na zagadnienia ochrony przed promieniowaniem jak i bezpieczeństwa jądrowego. W zakresie zawierania umów dotyczących wsparcia technicznego SUJB podlega pewnym ograniczeniom administracyjnym. Wyjąwszy niewielkie kontrakty lub sprawy pilne z punktu widzenia bezpieczeństwa, SUJB jest zobowiązana do przeprowadzania przetargu otwartego. Takie rozwiązanie nie sprzyja zawieraniu długoterminowych kontraktów w dziedzinie wsparcia technicznego, jakiego SUJB potrzebuje.
10. W działalność dotyczącą bezpieczeństwa jądrowego i ochrony przed promieniowaniem zaangażowanych jest w sumie 161 osób (na dzień 1 stycznia 2000). Państwowy Instytut Ochrony przed Promieniowaniem, zatrudniający 110 osób zapewniających wsparcie techniczne w dziedzinie ochrony przed promieniowaniem, podlega bezpośrednio SUJB.
11. Wsparcia technicznego w zakresie bezpieczeństwa jądrowego udzielają również: Instytut Badań Jądrowych (UJV), instytuty Akademii Nauk Republiki Czeskiej, uniwersytety, firmy prywatne i organizacje zagraniczne (np. ze Słowacji).
12. Uznaje się, że generalnie status SUJB jest porównywalny ze statusem dozorów jądrowych w Europie Zachodniej.

Status działalności nadzoru

13. Od roku 1992 dokonano kilku krajowych i międzynarodowych ocen działalności SUJB. Zalecenia różnych misji i programów pomocy zostały efektywnie wykorzystane w rozwoju działalności SUJB. Instytucja ta aktywnie uczestniczy w międzynarodowej współpracy urzędów dozoru jądrowego.
14. Prawo Atomowe upoważnia SUJB do przygotowywania projektów rozporządzeń, które – po ich zatwierdzeniu przez grupę rządowych doradców prawnych – podpisuje prezes SUJB. Wydawane w Republice Czeskiej

ustawy i dekrety zawierają bardzo szczegółowe wymagania. SUJB powinien zapewniać rządowi informacje zwrotne, dotyczące stosowanych obecnie przepisów oraz – tam gdzie to wskazane – proponować wprowadzenie niezbędnych zmian.

15. W Republice Czeskiej wprowadzono dobrze określony proces licencjonowania obiektów jądrowych, zgodny z praktyką obowiązującą na Zachodzie. Proces ten, którym rządzi Prawo Atomowe oraz Prawo Budowlane, obejmuje etapy lokalizacji, budowy, eksploatacji i likwidacji obiektu. Najważniejsze zezwolenia na lokalizację, budowę i stałą eksploatację są wydawane przez władze okręgowego regionu, w którym obiekt został zlokalizowany. Zezwolenia takie nie mogą być udzielone w sytuacji wydania przez SUJB negatywnej opinii co do bezpieczeństwa obiektu. Oprócz tego procesu istnieje zestaw indywidualnych zezwoleń, które muszą być wydane przez SUJB (zgodnie z Prawem Atomowym) dla poszczególnych działań w ramach etapów lokalizacji, budowy, eksploatacji i likwidacji obiektu jądrowego. Ocena wpływu na środowisko, wchodząca w skład procesu licencjonowania, obejmuje oświadczenie dotyczące opcji związanych z likwidacją obiektu.
16. Metodologia dokonywania oceny dokumentacji związanej z bezpieczeństwem jest wzorowana na praktyce Amerykańskiej Komisji Dozoru Jądrowego (US NRC). Poza ocenami raportów z analiz bezpieczeństwa, SUJB również ocenia i zatwierdza dokumenty takie, jak warunki techniczne obiektu, plan ochrony fizycznej oraz program zapewnienia jakości. W warunkach zezwolenia znajdują się wymogi dotyczące przeprowadzania okresowych przeglądów bezpieczeństwa, które na ogół wykonywane są po 10 latach eksploatacji.
17. Działalność SUJB związana z kontrolami opiera się również na praktyce US NRC. Podstawą jest dwuletni plan kontroli oraz system wprowadzania w życie zaleceń pokontrolnych. SUJB wymaga aby instytucje posiadające zezwolenia powiadamiały urząd o nieprzewidzianych zdarzeniach oraz wprowadził system analiz i uwzględniania do-

świadczeń eksploatacyjnych przez posiadacza zezwolenia. Ponadto SUJB włączone jest aktywnie w system INES oraz międzynarodowe systemy powiadamiania o zdarzeniach. Oprócz udziału w posiedzeniach urzędów dozoru zajmujących się reaktorami WWER, SUJB podpisał ze Słowacją i z Węgrami umowy dwustronne dotyczące dzielenia się doświadczeniami z eksploatacji elektrowni jądrowych w Dukovanach, Bohunicach, Mochovcach i Paks.

18. SUJB ustanowił dwa komitety doradcze, jeden do spraw bezpieczeństwa jądrowego, a drugi do spraw ochrony przed promieniowaniem, co jest przykładem właściwego postępowania. Ponadto do procesu licencjonowania EJ Temelin zaangażowano specjalnych doradców.
19. Podsumowując, SUJB wprowadził szereg praktyk dozorowych, które należy ocenić korzystnie w porównaniu z praktykami stosowanymi przez dozory jądrowe w Europie Zachodniej. SUJB nadał wysoki priorytet działaniom związanym z licencjonowaniem EJ Temelin, a gdy ten okres wzmożonej aktywności dobiegnie końca, SUJB powróci do przygotowywania dokumentów zawierających zalecenia.

Przygotowanie władz państwa do działań w sytuacjach nadzwyczajnych

20. Nowe prawo w zakresie przygotowania i planowania postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych zostało uchwalone przez parlament w czerwcu 2000 roku. W razie sytuacji nadzwyczajnej dowolnego rodzaju, za koordynację wszelkich działań odpowiada Międzyresortowy Komitet Koordynacji Kryzysowej. W jego skład wchodzi różne podkomitety, takie jak podkomitet ds. ochrony ludności, którego członkiem jest prezes SUJB.
21. W razie awarii jądrowej, rola SUJB polega na doradzaniu władzom odpowiedzialnym za ochronę ludności. W tym celu powołano ośrodek reagowania w sytuacjach nadzwyczajnych.
22. SUJB zatwierdza plany postępowania w sytuacji nadzwyczajnej na terenie obiektu, a także zapewnia ich spójność z planami po-

stępowania poza terenem obiektu, które są zatwierdzane przez szefa władz okręgowych.

23. Na ćwiczenia w zakresie postępowania w sytuacji nadzwyczajnej zaproszono w charakterze obserwatorów państwa sąsiadujące, np. Austrię.
24. Uznaje się, że w SUJB podjęto odpowiednie działania w celu wypełnienia roli tej agencji w przygotowaniu do działań w sytuacji nadzwyczajnej.

Wnioski

25. System dozorowy i urząd dozoru jądrowego w Republice Czeskiej są porównywalne z rozwiązaniami stosowanymi w Europie Zachodniej. Ustawodawstwo dotyczące bezpieczeństwa jądrowego określa role i zakresy odpowiedzialności przedsiębiorstw i dozoru jądrowego oraz ogólnokrajową organizację

ści niezbędne wsparcie techniczne na zasadzie długoterminowej.

II: Stan bezpieczeństwa elektrowni jądrowych

Informacje ogólne

1. Republika Czeska ma dwie elektrownie jądrowe, w Dukovanach i w Temelinie. Elektrownia Temelin to w państwach kandydujących do UE jedyna elektrownia, której eksploatacja jeszcze się nie rozpoczęła. Załadunek paliwa w bloku 1 rozpoczęto 5 lipca 2000 roku*, do załadunku paliwa w bloku 2 ma dojść mniej więcej 15 miesięcy później.
2. Właścicielem siłowni jest CEZ a.s. (Czeska Spółka Energetyczna, towarzystwo akcyjne). CEZ jest jedynym posiadaczem zezwolenia

Jądrowy blok energetyczny	Typ reaktora	Rozpoczęcie budowy	Pierwsze przyłączenie do sieci	Projektowy okres eksploatacji
Dukovany (w eksploatacji)				Zakończenie
blok 1	WWER-440/213	1974	02/1985	2015
blok 2	WWER-440/213	1978	01/1986	2016
blok 3	WWER-440/213	1978	11/1986	2016
blok 4	WWER-440/213	1978	06/1987	2017
Temelin (w budowie)			Załadunek paliwa	Przewidywany
blok 1	WWER-1000/320	1986	07/2000	30 lat
blok 2	WWER-1000/320	1987	11/2001	30 lat

ds. sytuacji nadzwyczajnych Dozór jądrowy jest prawidłowo zaangażowany w sprawy państwowej kontroli działalności w zakresie atomistyki. W Republice Czeskiej wprowadzono proces licencjonowania, dobrze określony z punktu widzenia praktyki obowiązującej na Zachodzie.

26. Zaleca się, by rząd Republiki Czeskiej rozważył co następuje:
- należy nadać wysoki priorytet wdrożeniu nowej ustawy o przygotowaniu i planowaniu działań w sytuacjach nadzwyczajnych;
 - wydaje się, że w niektórych przypadkach dokumenty dozоровe mogą zawierać wymogi zbyt szczegółowe. Należy zwrócić się do SUJB o zaproponowanie uproszczeń;
 - zasady zawierania kontraktów przez SUJB powinny być zmienione tak, by w razie potrzeby można było uzyskać wysokiej jako-

na budowę i eksploatację energetycznych obiektów jądrowych w Republice Czeskiej.

(i) Dukovany, bloki nr 1-4

3. Podane w niniejszym raporcie informacje dotyczące EJ Dukovany opierają się na ogólnej wiedzy o elektrowniach z reaktorami typu WWER-440/213, Czeskim Raporcem Krajowym na Konwencję w sprawie Bezpieczeństwa Jądrowego (kwiecień 1999), dokumentach MAEA oraz informacjach dostarczonych przez SUJB i samą elektrownię. Stwierdzenia dotyczące parametrów technicznych odnoszących się do tej konkretnej elektrowni bazują na informacjach dostarczo-

* W ramach procedur rozruchu blok nr 1 osiągnął z końcem marca 2001 r. moc cieplną równą 55% mocy nominalnej.

nych przez użytkownika obiektu podczas dwudniowego spotkania ekspertów z przedstawicielami SUJB, które miało miejsce w czerwcu 1999 w Dukovanach. Omówiono na nim najważniejsze zagadnienia związane z bezpieczeństwem, a użytkownik dostarczył zestawienie działań modernizacyjnych (już wdrożonych lub zaplanowanych na nieodległą przyszłość). Drugie spotkanie odbyło się w maju 2000 roku. Ponieważ w przeszłości EJ Dukovany nie korzystała ze wsparcia w ramach dużych projektów zachodnich, obydwa spotkania ekspertów były bardzo korzystne i dostarczyły informacji technicznych w zakresie jej stanu bezpieczeństwa.

4. Początkowy projektowy czas eksploatacji każdego bloku został określony na 30 lat licząc od daty pierwszego osiągnięcia krytyczności, natomiast projektowy czas eksploatacji ciśnieniowego zbiornika reaktora określono na 40 lat.

Podstawowe charakterystyki techniczne

Aspekty projektowe

5. Wszystkie bloki elektrowni jądrowej Dukovany są wyposażone w reaktory typu WWER-440/213 drugiej generacji.
6. Podstawowy projekt obiegu pierwotnego i układów mających znaczenie dla bezpieczeństwa został sporządzony przez rosyjskie biuro projektowe, a konkretny projekt tej elektrowni został opracowany i wykonany przez czeską firmę Energoprojekt Praga, która – zgodnie z czeskim prawem – stała się jedyną organizacją odpowiedzialną za projekt obiektu. Wszystkie ważniejsze części wyposażenia obiegu pierwotnego (poza głównymi pompami cyrkulacyjnymi), a także wyposażenie całego obiegu wtórnego, wyprodukowano w byłej Czechosłowacji, przede wszystkim w zakładach Skoda – Pilzno, Witkovice, itd. Firmy krajowe zajmowały się również kontrolą jakości podczas wytwarzania i budowy. Od lat dziewięćdziesiątych również wytwarzanie paliwa w Rosji odbywa się pod czeską kontrolą jakości. Podczas testów i inspekcji prowadzonych od czasu rozpoczęcia eksploatacji, w dziedzinie jakości

nie stwierdzono żadnych istotniejszych powodów do zaniepokojenia. Od pierwszych lat eksploatacji elektrowni nieustannie dokonywano ulepszeń zwiększających jej bezpieczeństwo. Zasadniczy program wprowadzania istotnych ulepszeń podjęto już w roku 1991, na podstawie oceny bezpieczeństwa bloku nr 5 w EJ Greifswald, analiz i programów wspomagających realizowanych przez MAEA i WANO oraz innych umów o współpracy międzynarodowej. Działania związane ze zwiększaniem bezpieczeństwa zostały skoncentrowane na ochronie przeciwpożarowej, zasilaniu w energią elektryczną, zasilaniu wodą obiegu wtórnego oraz na zainstalowaniu ośrodka reagowania w sytuacjach nadzwyczajnych. Dalsze udoskonalenia są w fazie projektowania albo planowania.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora i rurociągi obiegu pierwotnego

7. We wszystkich blokach nienaruszalność ciśnieniowego zbiornika reaktora (zwłaszcza marginesy bezpieczeństwa związane z kruchością popromienną) wydaje się zadowalająca. Oczekuje się, że w czasie całego projektowego okresu użytkowania żaden ze zbiorników nie będzie wymagać wyzarzania. Celem zwiększenia czasu życia zbiornika zmieniono konfigurację rdzenia dla zmniejszenia ucieczki prędkich neutronów przez ścianę zbiornika. W ramach programu nadzorowania prowadzone jest monitorowanie kruchości zbiornika. Inspekcje zbiorników i rurociągów obiegu pierwotnego odbywają się z wykorzystaniem najnowszych technik.
8. Układy rurociągów zaprojektowano zgodnie z normami rosyjskimi i czeskimi. Częściowo zainstalowano zestaw wsporników zapobiegających drganiom rur obiegu pierwotnego. Wdrożono częściowe rozwiązanie monitorowania przecieku przed rozerwaniem rurociągu (LBB), jednak nie włączono tego do automatycznego systemu zabezpieczeń. Zrealizowano lub realizuje się działania zapobiegające nieszczelności wytworu pary (np. pomiar aktywności N-16 na wylocie każdej wytworownicy pary w celu wykluczenia uszkodzeń połączeń kołnierzowych spowodowa-

nych przez korozję, nowe rozdzielacze wody zasilającej wewnątrz wytwornic pary, dla wykluczenia cieplnego zmęczenia kolektora obiegu pierwotnego). Przeprowadzono analizy potencjalnych awarii i zrewidowano odpowiednio awaryjne procedury operacyjne.

9. Uważa się, że po dokończeniu instalacji wsporników zapobiegających drganiom rur nienaruszalność rurociągów obiegu pierwotnego będzie wystarczająco zabezpieczona.

Układ pomieszczeń szczelnych

10. Nieszczelności układu lokalizacji awarii są nieustannie zmniejszane od czasu uruchomienia bloku, ale jednak są nadal nieco większe niż zwykle przyjmowane dla obudowy bezpieczeństwa w zachodnich reaktorach typu PWR. Jednak w przypadku awarii projektowych skutki radiologiczne nie przekraczałyby skutków uznawanych za dopuszczalne w państwach UE. Działanie układu lokalizacji awarii w przypadku rozerwania dużego rurociągu z utratą chłodziwa (tzw. duża LOCA) zostało zweryfikowane podczas pełnozakresowych testów przeprowadzonych w ramach sponzorowanego przez UE projektu Doświadczalnej Oceny Wieży Lokalizacji Awarii. Wyniki tych badań opublikowano na początku 2000 roku. Należy jeszcze przeprowadzić szczegółową analizę wyników doświadczalnych tego projektu, a także testy uzupełniające dla innych awarii projektowych.

Układy bezpieczeństwa i zagrożenia

11. Pod względem możliwości realizacyjnych dublowania urządzeń, projekt układów bezpieczeństwa jest generalnie porównywalny z rozwiązaniami dla reaktorów zachodnich z tego samego okresu. Podjęto kilka działań zabezpieczających przed pewnymi zagrożeniami (np. ochrona przeciwpożarowa) dla pełnego oddzielenia różnych tras kablowych. Wprowadzono zabezpieczenie przed zatkanie się osłony wlotu do układu ściekowego. Na podstawie wyników niedawnej analizy, zgodnie z normami amerykańskimi, zaplanowano dodanie wsporników ograniczających drgania rur obiegu wtórnego na poziomie 14,7 m.

12. W celu udoskonalenia pierwotnego projektu reaktora WWER-440/213 dla EJ Dukovany, zainstalowano niezależny awaryjny układ dostarczania wody zasilającej w osobnym budynku, a tym samym wyeliminowano dawniejsze niedociągnięcia.

13. W roku 1997 przeprowadzono systematyczną analizę zagrożenia pożarem i zalaniem wodą. Najważniejsze słabe punkty zostały już wyeliminowane (np. zapobieganie pożarom), a dalsze są eliminowane lub ich eliminowanie ma się zakończyć w roku 2000. Opracowywane są sposoby zapobiegania rozerwaniu rurociągu o dużej średnicy, a zakończenie prac przewidziano na rok 2003.

14. W ramach osobnego projektu (MORAVA) odbywa się ocena sejsmiczna istniejącego wyposażenia; całe nowe wyposażenie musi być odporne na wstrząsy o sile 0,1 g, co dla tej lokalizacji jest zgodne z praktyką stosowaną na Zachodzie.

Układy sterowania i zabezpieczeń oraz zasilania awaryjnego

15. Wiele ulepszeń układu sterowania i zabezpieczeń oraz wyposażenia elektrycznego już wprowadzono lub aktualnie wprowadza się. Na podstawie wniosków z analiz niezawodności opracowano propozycje modyfikacji ważnych dla bezpieczeństwa układów sterowania i zabezpieczeń, które zostaną wprowadzone w roku 2001. W ramach bieżących planów przewiduje się, że do roku 2010 układy sterowania i zabezpieczeń zostaną znacząco udoskonalone dzięki wprowadzeniu techniki cyfrowej.

16. Wprowadzono różne systemy monitorowania stanu technicznego wyposażenia mechanicznego, np. monitorowanie drgań elementów wewnątrz zbiornika reaktora, pojawienia się luźnych przedmiotów w obiegu pierwotnym, pomiary mocy w czasie rzeczywistym, a także monitorowanie starzenia się zasadniczych elementów wyposażenia.

Awarie pozaprojektowe i poważne zdarzenia

17. W roku 1998 ukończono analizy wybranych reprezentatywnych awarii pozaprojektowych (np. ATWS – przewidywane stany przejściowe bez awaryjnego wyłączenia reaktora, całkowita

utrata zdolności odprowadzania ciepła, całkowita utrata zasilania energią elektryczną). Wyniki tych analiz wykorzystano do opracowania awaryjnych procedur postępowania opartych na określonych symptomach (obserwowanych zjawiskach). Analizy wybranych scenariuszy poważnych awarii połączonych ze stopieniem rdzenia przeprowadzono w ramach regionalnego projektu PHARE oraz w ramach analiz PSA (ang. Probabilistic Safety Assessment) 2-ego poziomu (ocena funkcjonowania obudowy bezpieczeństwa lub układu lokalizacji awarii, co wraz z wynikami 1-ego poziomu pozwala na określenie prawdopodobieństwa uwolnienia substancji promieniotwórczych do atmosfery).

Oceny bezpieczeństwa i programy wprowadzania dalszych ulepszeń

Oceny bezpieczeństwa i dokumentacja bezpieczeństwa

18. W roku 1991 była Czechosłowacka Komisja Energii Atomowej (CSKAE) ustanowiła warunki dla wydania zezwolenia na przedłużenie eksploatacji bloku nr 1 na okres dłuższy niż 10 lat (po roku 1994). W szczególności wprowadzono wymaganie, by użytkownik przedstawił poprawiony Eksploacyjny Raport Bezpieczeństwa (OSAR). Dokumenty OSAR przygotowano również dla bloków nr 2 do 4. Na podstawie takich dokumentów SUJB wydaje terminowe (na ograniczony czas) zezwolenia na dalszą eksploatację. Struktura i zawartość dokumentu OSAR są zgodne z Zaleceniami Dozorowymi nr 5 z 1988 roku oraz – w przeważającym zakresie – z późniejszymi zaleceniami MAEA w sprawie okresowych przeglądów bezpieczeństwa (IAEA Safety Series 50-SG-O12).
19. Wszystkie modyfikacje i ulepszenia wdrażane w EJ Dukovany muszą być w sposób ciągły wprowadzane do raportów bezpieczeństwa dla odpowiedniego bloku.

Probabilistyczna ocena bezpieczeństwa

20. Pierwszą wersję studium PSA 1-ego poziomu dla EJ Dukovany opracowano w roku 1992 w Instytucie Badań Jądrowych (NRI) w Rez we współpracy z kilkoma czeskimi i słowackimi instytutami badawczymi. Aktu-

alizację raportu na tym samym poziomie ukończono w roku 1994 i było to pierwsze studium dla reaktora WWER-440/213 wykonane przez firmę zachodnią. Od roku 1995 NRI dokonuje systematycznej aktualizacji studium dla tej elektrowni w ramach stale kontynuowanego projektu. Obecna wersja studium PSA obejmuje wewnętrzne zdarzenia inicjujące, pożary i zalania wodą. Wyniki wykorzystano do potwierdzenia zakresu i harmonogramu działań modernizacyjnych, prowadzonych w ramach programu MORAVA (patrz punkt 24) oraz do udoskonalenia procedur awaryjnych. Wreszcie w roku 1998 studium PSA 1-ego poziomu zostało poddane przeglądowi przez misję IPERS z MAEA.

21. Dodatkowo wykonano studium probabilistyczne wyłączania reaktora (SPSA). Wyniki jego wskazują, że wkład wnoszony w tej sytuacji do całkowitego prawdopodobieństwa uszkodzenia rdzenia jest porównywalny z wkładem podczas eksploatacji na pełnej mocy. Wyniki SPSA są wykorzystywane do ulepszania procedur wyłączania reaktora w warunkach awaryjnych. Dostępne już są pierwsze wyniki studium PSA 2-ego poziomu i zostaną one wykorzystane jako dane wejściowe dla opracowania zaleceń dotyczących poważnych awarii.

Środki bezpieczeństwa i dalsze oceny

22. EJ Dukovany jest objęta współpracą międzynarodową. Skierowano do niej kilka misji MAEA (OSART, ASSET, IPERS itp.), które oceniały eksploatacyjne bezpieczeństwo obiektu. Wszystkie ważne problemy bezpieczeństwa, które znalazły odzwierciedlenie w istniejących programach bezpieczeństwa, zostały już rozwiązane albo są rozwiązywane zgodnie z harmonogramem i praca ta zostanie zakończona do roku 2002 [1].
23. EJ Dukovany nawiązała intensywną wymianę doświadczeń z WANO i uczestniczy we wspólnych działaniach z innymi użytkownikami reaktorów typu WWER-440/213.

Programy poprawy bezpieczeństwa

24. Opracowano obszerny program modernizacyjny (MORAVA), opierający się na zachodnich

normach dla reaktorów jądrowych i na ocenach doświadczeń eksploatacyjnych [2]. Cały program zostanie w pełni wdrożony do 2010 roku. Najważniejsze modyfikacje związane z bezpieczeństwem, poza układem sterowania i zabezpieczeń, zostaną wprowadzone do 2004 roku. Planuje się, że wyposażanie w układy cyfrowe istotnych dla bezpieczeństwa części układu sterowania i zabezpieczeń będzie się odbywało podczas postojów związanych z przeładunkiem paliwa i zostanie zakończone do 2010 roku. Głównym celem tego programu jest osiągnięcie poziomu bezpieczeństwa w pełni porównywalnego z międzynarodowymi normami bezpieczeństwa oraz z elektrowniami jądrowymi eksploatowanymi w państwach UE.

25. Do najważniejszych już wdrożonych lub wdrażanych kroków modernizacyjnych należą na przykład:

- automatyczna ochrona przed nadciśnieniem w zimnej gałęzi obiegu pierwotnego,
- ochrona przed zatykaniem się osłony wlotowej do układu ściekowego,
- wprowadzane są modyfikacje wyposażenia na poziomie 14,7 m, takie jak wsporniki zapobiegające drganiom rur, ochrona przed uszkodzeniami spowodowanymi z zewnątrz, wymiana zaworów, dwa dodatkowe zawory nadmiarowe pary, wymiana rur i zmiana trasy ich przebiegu,
- wprowadzane są modyfikacje w awaryjnym układzie wody zasilającej (np. wsporniki zapobiegające drganiom rur, kwalifikacja zaworów itp.).

Wprowadza się już dalsze, dodatkowe środki zapewniające bezpieczną eksploatację, takie jak:

- rekonstrukcja i rozbudowa diagnostycznego wyposażenia monitorującego,
- instalacja pełnowymiarowego symulatora. Rekonstrukcja układu sterowania i zabezpieczeń jest w przygotowaniu.

Bezpieczeństwo eksploatacyjne

Organizacja, procedury, eksploatacja i konserwacja

26. Zakresy odpowiedzialności personelu elektrowni jądrowej są wyraźnie określone. Bezpie-

czeństwo jądrowe i produkcja energii elektrycznej stanowią dwa odrębne wydziały w elektrowni, a szef wydziału bezpieczeństwa jądrowego jest zarazem wicedyrektorem elektrowni.

27. Dotychczas personel eksploatacyjny elektrowni był szkolony na pełnowymiarowym symulatorze w Centrum Szkolenia i Edukacji VUJE (Słowacja). W EJ Dukovany zainstalowano specyficzny dla tego obiektu, pełnowymiarowy symulator i szkolenie na nim rozpocznie się na początku 2001 roku.

28. Awaryjne procedury operacyjne oparte o symptomy (EOP) zostały opracowane we współpracy z firmą Westinghouse i ich pełne wdrożenie nastąpiło w listopadzie 1999 roku.

Kultura bezpieczeństwa i zarządzanie, zapewnienie jakości

29. Kultura bezpieczeństwa w EJ Dukovany jest systematycznie umacniana. Dwie misje OSART (w 1989 i 1991) stwierdziły wysoki poziom bezpieczeństwa jądrowego oraz profesjonalne zarządzanie obiektem, a personel jest kompetentny i przeszkolony. Specjalistyczny przegląd WANO przeprowadzono w 1997 roku.

30. Kompleksowy program zapewnienia jakości (QA) został ustanowiony zgodnie z zaleceniami MAEA i wymogami dozoru. Wprowadzono system zarządzania dla oceny wpływu wprowadzanych modyfikacji obiektu na bezpieczeństwo oraz dla zapewnienia ich należytego wdrożenia.

Doświadczenia eksploatacyjne

31. Niezawodność eksploatacyjna siłowni od czasu jej pierwszego uruchomienia świadczy o dobrej jakości wyposażenia.

32. W ciągu ostatnich dziesięciu lat średnia liczba wyłączeń nieplanowanych przypadających na jeden blok była mniejsza niż 1 rocznie. Wprowadzono system należytego przekazywania doświadczeń eksploatacyjnych EJ Dukovany do innych elektrowni, zwłaszcza wyposażonych w reaktory typu WWER.

Przygotowanie do działań w sytuacjach nadzwyczajnych

33. Plan postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych jest regularnie aktualizowany i co-

rocznie przeprowadza się odpowiednie ćwiczenia. Centrum Kryzysowe Dukovany jest wyposażone w niezbędne skomputeryzowane systemy wspomagające i osiągnięto zadowalający poziom jego gotowości.

(ii) *Temelin bloki nr 1-2*

34. Pierwotnie planowano, że w EJ Temelin powstaną 4 bloki z reaktorami typu WWER-1000. Budowę pierwszych dwóch bloków rozpoczęto w roku 1986. Jednak na początku lat 90-tych doszło do rewizji pierwotnych planów. W roku 1993 ówczesny rząd podjął decyzję, że dokończona będzie tylko budowa bloków nr 1 i 2, a obecny rząd zatwierdził tę decyzję w 1999 roku.

35. Informacje podstawowe na temat EJ Temelin można uzyskać z kilku dokumentów MAEA oraz – do pewnego stopnia – z dwustronnej współpracy z instytucjami z państw UE. Dodatkowe informacje ogólne o najważniejszych cechach bezpieczeństwa reaktorów WWER-1000 pochodzą z projektów TACIS i PHARE, które dotyczyły innych elektrowni z reaktorami WWER-1000 (np. EJ Równe blok nr 3, EJ Kozłoduj bloki nr 5 i 6).

W ocenach zamieszczonych w niniejszym rozdziale wykorzystano kilka dokumentów MAEA, np. raport MAEA dotyczący rozwiązywania problemów bezpieczeństwa reaktorów WWER w EJ Temelin (1996) [3], raporty misji przeglądowych dotyczących EJ Temelin – PSA i Zdarzenia Zewnętrzne (1995, 1996) [4], [5]. Ogólny stan bezpieczeństwa EJ Temelin oraz raport bezpieczeństwa (SAR) specjaliści czescy przedstawili na konferencji MAEA w sprawie umacniania bezpieczeństwa jądrowego w Europie Wschodniej, która odbyła się w Wiedniu w roku 1999 [2].

Niemieckie instytucje specjalistyczne (GRS i inne), przy ścisłej współpracy z SUJB, przeprowadziły niedawno koncepcyjne studium oceny bezpieczeństwa dotyczące wybranych zagadnień bezpieczeństwa w EJ Temelin. Podczas kilku dwustronnych spotkań ekspertów (grudzień 1999 – maj 2000), przedstawiciele SUJB i elektrowni udostępniili dla celów

tego studium inne szczegółowe informacje dotyczące tego obiektu. Jednak studium wykonane przez GRS nie zastępuje całościowego przeglądu bezpieczeństwa elektrowni.

Podstawowe charakterystyki techniczne

Aspekty projektowe

36. Obydwa bloki EJ Temelin to standardowe bloki typu WWER-1000/320. Ich koncepcja projektowa jest podobna do zachodnich projektów reaktorów typu PWR z tego samego okresu.

37. W roku 1986 lokalny urząd budownictwa ogólnego wydał zezwolenia na budowę bloków 1 i 2 na podstawie oświadczeń odpowiednich władz (byłej Czechosłowackiej Komisji Energii Atomowej, CSAE). Jednak te zezwolenia na budowę wydano pod pewnymi konkretnymi warunkami, takimi jak np. powtórne przeprowadzenie analizy wszystkich awarii projektowych za pomocą kwalifikowanych narzędzi obliczeniowych. Warunki te zostały spełnione.

38. Główne części wyposażenia (np. ciśnieniowy zbiornik reaktora, wytwornice pary, stabilizator ciśnienia, całe wyposażenie obiegu wtórnego) wyprodukowano w zakładach czeskich (dawniej: czechosłowackich). Duża część układów i wyposażenia wspomagającego (np. zasilanie energią elektryczną) została zaprojektowana, wyprodukowana i zainstalowana przez organizacje czeskie. Firmy krajowe zaangażowały się również w kontrolę jakości najważniejszego wyposażenia, dzięki czemu zdobyły wiedzę i doświadczenie w zakresie weryfikacji jakości.

39. Projekt EJ Temelin objęto programem ciągłego doskonalenia i modyfikacji, który poddano przeglądom przeprowadzanym przez wiele międzynarodowych grup specjalistów. Liczne pojedyncze ulepszenia wprowadzono jeszcze przed rokiem 1990. Duży wpływ na dalszą poprawę bezpieczeństwa EJ Temelin miała współpraca międzynarodowa.

40. Najważniejsze istotne dla bezpieczeństwa zmiany projektowe obejmują:

- wymianę układu sterowania i zabezpieczeń,
- wymianę rdzenia i paliwa jądrowego,

- wymianę pierwotnego układu dozymetrycznego,
- wymianę i uzupełnienie układu diagnostycznego,
- wymianę kabli oryginalnych na kable ognioodporne i ogniotrwałe,
- istotne zmiany w projekcie wyposażenia elektrycznego (zabezpieczenia, dodanie dwóch silników Diesla nie należących do klasy wyposażenia istotnego dla bezpieczeństwa, zwiększony czas rozładowania akumulatorów).

Najważniejszych modyfikacji projektowych (projekt rdzenia oraz układ sterowania i zabezpieczeń) dostarczyła firma zachodnia. Zdaniem SUJB i elektrowni, połączenie technologii pochodzących ze Wschodu i z Zachodu nie spowodowało poważniejszych problemów dlatego, że całkowicie wymieniono układ sterowania i zabezpieczeń oraz wybrano tego samego dostawcę raportu analizującego awarie, projektu modyfikacji rdzenia oraz układu sterowania i zabezpieczeń. Podczas projektowania i wprowadzania modyfikacji nieustannie zwracano uwagę na płaszczyzny styku różnych technologii.

41. Ponowną ocenę ogólnych zagadnień bezpieczeństwa dla reaktorów WWER-1000 wykonano tuż przed załadunkiem paliwa, a wyniki oceny przekazano do MAEA w formie otwartego raportu dla państw członkowskich [6].
42. Program zwiększania bezpieczeństwa wdrożony w EJ Temelin jest najbardziej kompleksowym programem, jaki do tej pory zastosowano w elektrowni z reaktorem typu WWER-1000/320.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora i rurociągi obiegu pierwotnego

43. Wysoka jakość ciśnieniowego zbiornika reaktora, wyprodukowanego w zakładach Skoda Pilzno, jest dobrze udokumentowana. Jednak zawartość domieszek niklu jest nieco większa niż przewidują dzisiejsze, bardziej restrykcyjne wymagania. Dla określenia skutków materiałowych napromieniowania neutronami, wprowadzono specjalny program badań nad napromienianiem, obejmujący sytuację wcześniejszego otrzymania przez

próbki fluencji takiej jak na koniec okresu eksploatacji zbiornika. Jednak z uwagi na istniejące niepewności, nie można w tej chwili podać ostatecznej oceny oczekiwanych zmian właściwości materiału. Zatem należy zwracać pilną uwagę na monitorowanie kruchości ciśnieniowego zbiornika reaktora podczas jego eksploatacji.

W celu zmniejszenia tempa narastania kruchości i dla zapewnienia trwałości zbiornika wprowadzono różne środki zaradcze, takie jak:

- monitorowanie narastania kruchości zbiornika ciśnieniowego jest prowadzone w ramach odpowiedniego programu nadzorowania, który obejmuje umieszczanie próbek do badań pomiędzy rdzeniem reaktora i ścianą zbiornika w obszarze największego strumienia neutronów;
- wstępne podgrzanie wody w układach awaryjnego chłodzenia rdzenia.

Środki te minimalizują ryzyko powstawania kruchych pęknięć zbiornika ciśnieniowego; ponadto nadzorowanie umożliwi stwierdzenie wystąpienia przyspieszenia procesu starzenia się materiału.

44. Prowadzone podczas eksploatacji kontrole zbiornika ciśnieniowego reaktora (zarówno od wewnątrz jak i z zewnątrz), wytornic pary, głównych rurociągów i innego istotnego wyposażenia będą się odbywać z zastosowaniem najnowszych i najlepszych technik co cztery lata.
45. W celu zapewnienia szczelności wytornic pary wprowadzono szereg modyfikacji projektowych i rozwiązań eksploatacyjnych, które zmniejszają prawdopodobieństwo powstania przecieku z obiegu pierwotnego do wtórnego. Ponadto zmodyfikowano technologię wytwarzania kolektorów, a także – dzięki zastąpieniu w skraplaczu turbiny stopów miedzi wiązkami rur tytanowych – poprawiono parametry chemiczne wody (pH) w obiegu wtórnym.
46. Pomimo tych ulepszeń, przeciek o maksymalnym przekroju równym około 14 cm² jest analizowany jako awaria projektowa. Wielkość tego przecieku odpowiada przeciekowi spowodowanemu otwarciem pokrywy kolektora.

47. Zgodnie z wynikami pierwszej analizy PSA, którą wykonano na początku lat 90-tych, główny wkład do całkowitej częstotliwości uszkodzenia rdzenia dawały przecieki z obiegu pierwotnego do wtórnego. W dużej mierze było to wynikiem przyjęcia konserwatywnych założeń. Rozważając dalszą aktualizację analizy PSA i uwzględniając wszystkie wprowadzone w elektrowni środki zapobiegawcze można oczekiwać, że częstotliwość inicjująca dla przecieków z obiegu pierwotnego do wtórnego zostanie oszacowana w sposób bardziej realistyczny, co doprowadzi do obniżenia wkładu tych zdarzeń do prawdopodobieństwa uszkodzenia rdzenia.

48. Zastosowano zasadę LBB (w głównych rurociągach obiegu pierwotnego włącznie z linią awaryjnego doprowadzenia wody do stabilizatora ciśnienia, w niskociśnieniowym układzie awaryjnego chłodzenia rdzenia – ECCS, układzie odprowadzania ciepła powyłączeniowego i biernym układzie chłodzenia awaryjnego) w celu zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia dużych wycieków z obiegu pierwotnego i uniknięcia konieczności dalszego wzmacniania istniejących wsporników zapobiegających drganiom rur. Zatem uważa się, że szczelność obiegu pierwotnego jest chroniona na poziomie zadowalającym.

Układ pomieszczeń szczelnych

49. Wprowadzono udoskonalenia konstrukcyjne dotyczące naprężeń wstępnych w elementach zbrojenia układu lokalizacji awarii oraz ulepszono monitorowanie tych naprężeń i konstrukcji betonowej. Zmierzona nieszczelność układu lokalizacji awarii w bloku nr 1 jest porównywalna z tą wielkością w reaktorach zachodnich. Można stwierdzić, że w sytuacji awarii uda się ją zlokalizować.

Układy bezpieczeństwa i ochrona przed zagrożeniami

50. Możliwości funkcjonalne zwielokrotnienia i separacji układów bezpieczeństwa (takich jak awaryjny układ chłodzenia rdzenia, awaryjny układ wody zasilającej, awaryjne zasilanie stałym i zmiennym prądem elektrycz-

nym) są porównywalne z sytuacją w zachodnich reaktorach typu PWR z tego samego okresu.

51. Kompleksowa modernizacja układu sterowania i zabezpieczeń w bloku nr 1 została już przeprowadzona i jest prowadzona w bloku nr 2. Stary układ sterowania i zabezpieczeń (z projektu pierwotnego) został zastąpiony nowym, który opiera się na nowoczesnej technologii (cyfrowy układ sterowania i zabezpieczeń). Zmodernizowano układy ważne dla bezpieczeństwa, takie jak układ awaryjnego wyłączenia reaktora, czynny układ uruchamiania funkcji bezpieczeństwa i układ monitorowania sytuacji po awarii. Nowy układ sterowania i zabezpieczeń obejmuje także układy sterowania i ograniczania mocy reaktora oraz układy sterowania i informacyjny dla całego bloku. W celu rejestrowania uszkodzeń prowadzi się systematyczne monitorowanie z wykorzystaniem narzędzi takich jak: automatyczne testery, wewnętrzna diagnostyka układów, testy prawidłowości danych pomiarowych, diagnostyka przesyłania informacji i ręczne testowanie.
52. Dla zapewnienia poprawnego współdziałania nowego układu sterowania z wyposażeniem oryginalnym, wszystkie fazy projektowania i wdrożenia zostały przeprowadzone wspólnie przez obie firmy, Energoprojekt i Westinghouse. Projekt wstępny, projekt techniczny i analiza systemowa (projekt funkcjonalny) są weryfikowane poprzez porównanie z optymalnymi rozwiązaniami. Wdrożono zatwierdzony przez SUJB specjalny kompleksowy program weryfikacji i potwierdzenia prawidłowości pracy systemu, podobny do programu dla elektrowni jądrowej Sizewell B w Wielkiej Brytanii.
53. Wprowadzono dodatkowe monitorowanie stanu technicznego pierwotnego obiegu chłodzenia reaktora, np. monitorowanie drgań elementów wewnątrz zbiornika reaktora, monitorowanie luźnych przedmiotów, pomiary mocy w czasie rzeczywistym, a także monitorowanie procesów starzenia się zasadniczych elementów konstrukcyjnych.
54. Wprowadzono rozwiązania zapobiegające zatykaniu się osłony wlotu do awaryjnego

źródła ściekowego układu chłodzenia w przypadku średniej lub dużej awarii LOCA, lecz ich skuteczność musi jeszcze być zweryfikowana.

55. Wdrożono dalekosiężne działania w zakresie ochrony przed zagrożeniami wewnętrznymi:
- wykonano systematyczną analizę zagrożenia pożarem i zalaniem wodą,
 - wprowadzono kompleksowe środki wzmacniające ochronę przeciwpożarową (np. zastąpienie kabli oryginalnych kablami ognioodpornymi),
 - wprowadzono środki zapobiegające dalszym uszkodzeniom spowodowanym przez rozerwanie rurociągu o dużej średnicy. Dla zrekomensowania braku rozdzielenia przestrzennego, na poziomie 28,8 m zainstalowano dodatkowe wsporniki ograniczające drgania rur, które mają stanowić ochronę przed możliwością rozerwania rurociągu parowego i rurociągu wody zasilającej (zgodnie z bieżącymi wymaganiami w USA).
56. Należy w pełni zweryfikować stopień bezpieczeństwa tej elektrowni w odniesieniu do funkcjonowania głównych parowych zaworów nadmiarowych i bezpieczeństwa w warunkach dynamicznego obciążenia mieszaniną parowo-wodną. Działania weryfikacyjne są w toku. Badana funkcja jest niezbędna do wykrywania przecieków z obiegu pierwotnego do wtórnego.
57. Ponowna ocena lokalizacji EJ Temelin pod kątem warunków sejsmicznych została przeprowadzona zgodnie z metodologią MAEA (Safety Series 50-SG-S1), przy użyciu wartości projektowej przyspieszenia równej 0,1 g. Nowe analizy sejsmiczne przeprowadzono dla wszystkich ważnych dla bezpieczeństwa budynków, elementów konstrukcyjnych, układów sterowania i zabezpieczeń oraz układów elektrycznych. Na podstawie tej nowej oceny sejsmicznej wprowadzono pewne modyfikacje i zmiany (np. zainstalowano dodatkowe tłumiki drgań na rurociągu doprowadzającym zimną wodę do stabilizatora ciśnienia).

Awarie pozaprojektowe i poważne zdarzenia

58. W porównaniu z projektem pierwotnym, przeprowadzono analizy reprezentatywnych

awarii pozaprojektowych (np. całkowita utrata zasilania elektrycznego, całkowita utrata zdolności odprowadzania ciepła, przewidywane stany przejściowe bez awaryjnego wyłączenia reaktora). Tam, gdzie to uznano za wskazane, wprowadzono odpowiednie zabezpieczenia (np. dodatkowe silniki Diesla, zawory bezpieczeństwa na stabilizatorze ciśnienia przystosowane do mieszaniny woda / para, potwierdzenie skuteczności układu usuwania gazów z obiegu pierwotnego).

59. Przeprowadzono systematyczną analizę scenariuszy poważnych awarii wybranych na podstawie analiz wstępnych i wyników analiz probabilistycznych (PSA), co umożliwiło zaproponowanie i ocenę strategii postępowania awaryjnego. Zastosowano zaawansowane kody obliczeniowe służące do analizowania poważnych awarii, a pochodzące z Europy Zachodniej i Stanów Zjednoczonych. W chwili obecnej, prowadzone analizy są nastawione na wspieranie opracowywania i potwierdzania prawidłowości metod i procedur przeznaczonych do stosowania w postępowaniu podczas poważnych awarii.

Oceny bezpieczeństwa i programy wprowadzania dalszych ulepszeń

Oceny bezpieczeństwa i dokumentacja bezpieczeństwa

60. Przed przystąpieniem do uruchomienia EJ Temelin sporządzono tzw. przedeksploatacyjny raport bezpieczeństwa (pre-OSAR). Struktura i zawartość tego raportu są zgodne z zaleceniami dozоровymi US NRC nr 1.70 z uwzględnieniem cech projektowych reaktora WWER-1000 oraz modyfikacji wprowadzonych w tej elektrowni. Odniesiono się też do dodatkowych wymogów przedstawionych przez SUJB.
61. Sporządzenie raportu pre-OSAR to jeden z warunków wstępnych przystąpienia do załadunku paliwa. Dla celów licencjonowania etapu eksploatacji elektrowni, raport pre-OSAR zostanie uzupełniony o wyniki procesu uruchamiania bloku (testy itp.). Ten nowy dokument będzie stanowić końcowy raport bezpieczeństwa eksploatacyjnego (OSAR).

Zgodnie z dozоровymi wymogami w zakresie okresowych przeglądów bezpieczeństwa, raport OSAR musi być aktualizowany po każdym 10-letnim okresie eksploatacji.

Probabilistyczne oceny bezpieczeństwa

62. Na początku lat 90-tych konsultant amerykański we współpracy z elektrownią wykonał studium PSA 1-go i 2-go poziomu. Studium PSA 1-go poziomu obejmuje również zdarzenia zachodzące przy wyłączonym reaktorze. Częściowe wyniki PSA wykorzystano do uzupełnienia działań modernizacyjnych w zakresie projektu i zwiększenia bezpieczeństwa eksploatacyjnego. Obecnie prowadzona jest dalsza aktualizacja studium PSA, uwzględniająca modyfikacje wprowadzone w obiekcie, awaryjne procedury operacyjne, bardziej realistyczne dane wejściowe odnoszące się do elektrowni oraz wyniki niedawnych analiz awarii.
63. PSA 2-go poziomu obejmuje analizę wytrzymałości układu lokalizacji awarii, określenie skutków postępującego topienia rdzenia w odniesieniu do konstrukcji układu lokalizacji awarii oraz ocenę procesu uwalniania promieniotwórczych produktów rozszczepienia (czas, częstotliwość i wielkość) dla różnych scenariuszy awarii. Studium PSA 2-go poziomu dla EJ Temelin jest jedną z pierwszych takich analiz, jakie przeprowadzono dla reaktora WWER-1000. Analiza ma standardowy zakres, podejście i procedury. Wszystkie modele PSA dla EJ Temelin (włącznie z PSA poziomu 2-go) będą uaktualniane tak, by odzwierciedlały wszystkie modyfikacje projektowe i ulepszenia zwiększające bezpieczeństwo, a także rzeczywisty stan eksploatacyjny obiektu.

Misje bezpieczeństwa i dalsze zwiększanie bezpieczeństwa

64. Podczas budowy EJ Temelin zorganizowano szereg misji MAEA i innych instytucji, które zajmowały się różnymi aspektami bezpieczeństwa elektrowni: metodami stosowanymi podczas budowy obiektu, ocenami układów bezpieczeństwa i przeprowadzonych analiz bezpieczeństwa, ochroną przeciwpożarową, za-

pewieniem jakości, rozwiązywaniem zagadnień istotnych dla bezpieczeństwa, itp.

65. Kilka zachodnich instytucji przeprowadziło również badania dotyczące wybranych zagadnień bezpieczeństwa (np. analizy awarii). Pewne wstępne zachodnie oceny bezpieczeństwa dla EJ Temelin zostały wykonane w ramach współpracy dwustronnej.

Bezpieczeństwo eksploatacyjne

Organizacja, procedury, eksploatacja i konserwacja

66. Schemat szkolenia personelu operacyjnego EJ Temelin jest w zasadzie taki sam, jak w EJ Dukovany. Operatorzy przeszli szkolenie na pełnowymiarowym symulatorze reaktora WWER-1000 dla tego obiektu, który znajduje się na terenie elektrowni. W przyszłości symulator zostanie odpowiednio zmodyfikowany z uwzględnieniem wyników uzyskanych w czasie uruchamiania i pierwszych doświadczeń eksploatacyjnych.
67. W celu wsparcia działań operatora w warunkach awaryjnych opracowano awaryjne procedury operacyjne oparte o symptomy niesprawności.

Kultura bezpieczeństwa i zarządzanie, zapewnienie jakości

68. Personel zarządzający elektrownią wykazuje silne zaangażowanie w rozwijanie i podtrzymywanie kultury bezpieczeństwa. Wsparcia w tym zakresie udzieliły MAEA oraz zachodnie organizacje i firmy.
69. Operator elektrowni rozwijał własne możliwości analizy w dążeniu do niezależnienia się od pierwotnego rosyjskiego dostawcy. Mimo to obecna sytuacja w elektrowni charakteryzuje się dobrymi stosunkami z pierwotnym dostawcą i bliską współpracą z rosyjskimi specjalistami.
70. Wprowadzono kompleksowy, zgodny z zaleceniami MAEA program zapewnienia jakości (QA), który został zatwierdzony przez SUJB.
71. Podczas ostatnich testów przeprowadzonych przez personel elektrowni przed przystąpieniem do rozruchu, nie znaleziono żadnych

większych powodów do niepokoju i stwierdzono dobrą jakość wyposażenia.

Doświadczenia eksploatacyjne

72. Zbadano doświadczenia eksploatacyjne pochodzące z innych elektrowni z reaktorami typu WWER-1000 i z zachodnimi reaktorami typu PWR z porównywalną częścią wyposażenia (np. cyfrowym układem sterowania i zabezpieczeń). Dalsze istotne informacje uzyskano od misji OSART w eksploatowanych elektrowniach z reaktorami WWER-1000, od kilku innych misji oraz w ramach współpracy z WANO.

Przygotowanie do postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych

73. Plan postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych na terenie obiektu oparto na planie dla EJ Dukovany, który został poprawiony i uaktualniony. W ramach programu wspierającego przygotowanie do postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych w EJ Temelin uwzględniono dokumentację techniczną i normatywną innych państw, a także MAEA.

Krajowa przemysłowa infrastruktura wsparcia technicznego

74. Republika Czeska dysponuje solidną krajową infrastrukturą w dziedzinie atomistyki, w związku z tym, że w przeszłości Czechosłowacja opracowała swój własny reaktor, a później była dostawcą głównych urządzeń dla reaktorów typu WWER. Ta infrastruktura obejmuje również prace badawcze i projektowe prowadzone przez Energoprojekt Praga. Firma Skoda odpowiada za projektowanie dostarczanych przez siebie urządzeń. Instytut Badań Jądrowych w Reapewnia wsparcie techniczne w różnych dziedzinach, takich jak np. trwałość elementów konstrukcyjnych, zwłaszcza zbiornika ciśnieniowego reaktora. Mówiąc o infrastrukturze można również wspomnieć o istniejących nadal związkach z instytucjami słowackimi, zwłaszcza z instytutem VUJE w Trnawie.

Postępowanie z wypalonym paliwem i odpadami na terenie obiektu

75. Obecnie wypalone paliwo jądrowe z EJ Dukovany jest przechowywane przez okres 6 lat w basenie przechowawczym reaktora, a następnie jest umieszczane w pojemnikach CASTOR. W początkowych latach eksploatacji wypalone paliwo przechowywano w przechowalniku tymczasowym na terenie EJ Bohunice. Obecnie całe wypalone paliwo jądrowe przewieziono z powrotem do EJ Dukovany. W roku 1997, na terenie EJ Dukovany został wybudowany i uruchomiony przez CEZ tymczasowy przechowalnik wypalonego paliwa, w którym można zmieścić 600 ton paliwa. Ciekłe i stałe odpady promieniotwórcze są przerabiane i przechowywane na terenie elektrowni.

76. Planuje się, że wypalone elementy paliwowe pochodzące z EJ Temelin będą przechowywane w basenie przechowawczym reaktora (wewnątrz obudowy bezpieczeństwa) przez około 10 lat. Następnie wypalone elementy paliwowe będą przekazywane do przechowalnika tymczasowego.

Wnioski

(i) Dukovany bloki nr 1-4

77. Można sformułować następujące wnioski:

- w początkowych latach eksploatacji EJ Dukovany wprowadzono szereg modyfikacji usuwających występujące w pierwotnym projekcie niedociągnięcia, które wpływały na stan bezpieczeństwa;
- konstrukcja układu lokalizacji awarii w EJ Dukovany zapewnia wystarczającą ochronę przed awariami projektowymi, a całkowite uwolnienia substancji promieniotwórczych nie przekroczyłyby wartości akceptowanych w UE. Jednak szczelność tego układu nie dorównuje szczelności typowej obudowy bezpieczeństwa w Europie Zachodniej. Fakt ten może mieć pewien wpływ na przebieg i skutki scenariuszy potencjalnych poważnych awarii;

- oceny bezpieczeństwa i dokumenty weryfikacyjne, np. okresowe przeglądy bezpieczeństwa, są prowadzone w sposób porównywalny z praktyką na Zachodzie;
- wykonano już lub wykonuje się obszerny analizy probabilistyczne (PSA);
- kultura bezpieczeństwa jest ciągle podnoszona i wydaje się być zadowalająca;
- opracowano obszerny program modernizacyjny (MORAVA), który ma być wdrożony w ciągu następnych 10 lat, czyli do roku 2010. Wszystkie ulepszenia zwiększające bezpieczeństwo (poza wymianą układu sterowania i zabezpieczeń) powinny być wprowadzone do roku 2004.

78. Oczekuje się, że po pełnym wprowadzeniu w życie programu modernizacyjnego EJ Dukovany osiągnie poziom bezpieczeństwa porównywalny z elektrowniami jądrowymi z tego samego okresu eksploatowanymi w Europie Zachodniej.

(ii) Temelin bloki nr 1-2

79. Można sformułować następujące wnioski:

- program zwiększania bezpieczeństwa EJ Temelin jest najbardziej kompleksowym ze wszystkich, które dotychczas wprowadzono w elektrowni z reaktorem typu WWER-1000/320;
- zwiększanie bezpieczeństwa jądrowego, ochrona przed promieniowaniem i towarzyszące im oceny bezpieczeństwa to proces, który trwa nieustannie od rozpoczęcia budowy elektrowni;
- połączenie technologii pochodzących ze Wschodu i z Zachodu zakończyło się sukcesem. Całkowicie wymieniono układ sterowania i zabezpieczeń, a analizy awarii, projekt rdzenia oraz układ sterowania i zabezpieczeń zamówiono u tego samego dostawcy. Zwrócono uwagę na płaszczyzny styku różnych technologii. Połączenie technologii pochodzących ze Wschodu i z Zachodu odbyło się przy zastosowaniu standardowej praktyki obowiązującej na Zachodzie, włącznie z oceną bezpieczeństwa. Integracja różnych technologii wymaga potwierdzenia w procesie uruchamiania elektrowni;

- wyjaśnienia wymagają jeszcze pewne, zagadnienia związane z bezpieczeństwem w odniesieniu do rurociągów na poziomie 28,8 m oraz weryfikacji nadmiarowych zaworów dla pary;
- po rozwiązaniu tych problemów EJ Temelin osiągnie poziom bezpieczeństwa porównywalny z eksploatowanymi zachodnimi reaktorami typu PWR.

Literatura

1. Convention on Nuclear Safety (CNS), Answers to Questions on the Czech Republic's National Report, 1999.
2. International Conference on the Strengthening of Nuclear Safety in Eastern Europe, Vienna 14-18 June, 1999 (str. 261-320), IAEA-CN-75.
3. Review of WWER-1000 Safety Issues Resolution at Temelin Nuclear Power Plant, IAEA, WWER-SC-171, 1996.
4. Review Mission for the Temelin NPP Level-1 PSA, IAEA, WWER-SC-128 (w ramach projektu RER/9/035), 1995.
5. Review Mission for the Temelin NPP External Events and Level-2 PSA, IAEA, (w ramach projektu RER/9/035), 1996.
6. Response to the IAEA Document „Safety Issues and their Ranking WWER-1000 Model 320 NPPs for Temelin NPP”, projekt NRI, marzec 2000.

I. Status systemu nadzoru i dozoru jądrowego

Stan prawny

1. Litwa ustanowiła podstawowe ustawy i przepisy dotyczące bezpieczeństwa jądrowego po uzyskaniu niepodległości. Ustawa o Energii Jądrowej z roku 1996 zawiera ogólne postanowienia dotyczące licencjonowania, projektowania, eksploatacji i likwidacji obiektów jądrowych, importu i eksportu materiałów jądrowych, ochrony fizycznej, postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych, odpowiedzialności cywilnej, finansowania oraz stosunków pracy i stosunków międzynarodowych związanych z energią jądrową. Ustawa określa system licencjonowania, w ramach którego odpowiedzialność za bezpieczeństwo spoczywa na posiadaczu zezwolenia. Prawo do wydawania zezwoleń ma urząd dozoru jądrowego – VATESI (Valstybine Atominės Energetikos Saugos Inspekcija). Opracowywanie procedury licencjonowania zakończono z udziałem pomocy międzynarodowej, zaś cały system został w życie wprowadzony w trakcie licencjonowania bloku nr 1 EJ Ignalina w lipcu 1999.
2. Ponadto ustawa o energii jądrowej wymaga licencjonowania organizacji wykonujących usługi i dostarczających wyposażenie dla obiektów jądrowych.
3. W maju 2000 roku parlament litewski przyjął ustawę o likwidacji bloku nr 1 EJ Ignalina. Ustawa wymaga przygotowania programu i planu likwidacji oraz podjęcia wszystkich niezbędnych działań przygotowawczych przed 1 stycznia 2005 roku.
4. Ustawa o energii jądrowej określa odpowiedzialność innych, poza VATESI, organizacji rządowych w zakresie działalności związanej z atomistyką. Zgodnie z zapisami ustawy, należy wprowadzić praktyczne ustalenia robocze dla różnych organizacji uczestniczących w procesie licencjonowania.
5. EJ Ignalina, jedyna elektrownia jądrowa na Litwie, jest własnością państwa reprezentowanego przez Ministra Gospodarki. użyt-

kownik nie jest obecnie upoważniony do podejmowania wszystkich spraw związanych z zarządzaniem. Na przykład sprawy finansowania są kontrolowane przez ministerstwo. W praktyce oznacza to, że użytkownik nie może przyjąć pełnej odpowiedzialności za bezpieczeństwo obiektu. To uchybienie statusu prawnego EJ Ignalina jest od kilku lat dyskutowane, lecz bez rezultatów.

6. Litwa przystąpiła do wszystkich kluczowych konwencji międzynarodowych w zakresie bezpieczeństwa jądrowego.
7. Można stwierdzić, że system prawny jest generalnie zgodny z praktyką obowiązującą w Europie Zachodniej. Jednak dla uzyskania pełnej porównywalności z praktyką w państwach Europy Zachodniej należy zrezygnować z formalnego licencjonowania dostawców, a elektrowni jądrowej należy nadać odpowiedni status prawny przedsiębiorstwa.

Status dozoru jądrowego i infrastruktury wsparcia technicznego

8. Urząd dozoru jądrowego VATESI został utworzony w roku 1991 z grupy kilku specjalistów pracujących w EJ Ignalina oraz małej grupy specjalistów radzieckiego przedsiębiorstwa Gospromatomnadzor. Odpowiedzialność i uprawnienia VATESI opisano w statucie tej organizacji oraz w ustawie o energii jądrowej.
9. VATESI korzysta z doradztwa rady powoływanej przez rząd. W sprawach dozorowych szef VATESI podlega bezpośrednio premierowi. W rezultacie dozór VATESI jest niezależny od administracji rządowej (Ministerstwo Gospodarki), która odpowiada za kwestie własnościowe EJ Ignalina.
10. VATESI jest finansowany z budżetu państwa.
11. VATESI zatrudnia 29 osób w swej siedzibie w Wilnie oraz 5 osób w grupie nadzoru na terenie EJ Ignalina (rezydenci).
12. Zgodnie ze swym statutem, VATESI ma prawo do cofnięcia zezwolenia na eksploatację EJ Ignalina ze względu na bezpieczeństwo oraz do nakładania kar na personel elektrowni w przypadkach naruszania reguł bezpieczeństwa.

13. Chociaż generalnie personel VATESI jest kompetentny, to należyte wypełnianie wszystkich normalnych zadań dozorowych, a także opracowanie procedur wewnętrznych i prowadzenie prac związanych z nowym zadaniem, jakim jest likwidacja obiektu, wymaga zatrudnienia liczniejszego personelu technicznego.
14. Obecnie VATESI jest w stanie opracować i wdrożyć wewnętrzny system zarządzania jakością. Projekt taki został przygotowany i jest w trakcie realizacji, przy udziale pomocy międzynarodowej.
15. W ostatnich latach możliwość skorzystania ze specjalistów krajowych zwiększyła się zarówno pod względem ilościowym jak i kompetencyjnym. Specjaliści ci pochodzą głównie z Litewskiego Instytutu Energii w Kownie, ale również z uniwersytetów w Wilnie i Kownie oraz innych organizacji. Proces licencjonowania bloku nr 1 EJ Ignalina doprowadził do zaangażowania specjalistów zachodnich, co było bardzo korzystne dla procesu przenoszenia na Litwę metod i praktyk tam stosowanych.
16. VATESI ma dostęp do wyników badań naukowych za pośrednictwem uniwersytetów, Litewskiego Instytutu Energii oraz na drodze dwustronnych kontaktów międzynarodowych. Podobnie jak w przypadku innych małych państw dysponujących energetyką jądrową, kontakty międzynarodowe są dla Litwy bardzo ważne i powinny być umacniane.
17. Należy stwierdzić, że dla umożliwienia wykonywania obowiązków dozorowych środki jakimi dysponuje VATESI powinny być zwiększone.
18. Na Litwie odbywa się reorganizacja instytucji rządowych podlegających bezpośrednio premierowi. Istnieją plany włączenia VATESI do sfery działalności dozorowej Ministerstwa Środowiska. Podczas tej reorganizacji należy szczególnie zadbać o niezależność VATESI w zakresie zarządzania i finansowania.

Status działalności nadzoru

19. Już na wczesnym etapie działalności w VATESI wprowadzono system corocznych zezwoleń na eksploatację EJ Ignalina. Praktyka ta umożliwiła VATESI sprawowanie ścisłego

- nadzoru nad obiektem. W roku 1999, zgodnie z ustawą o energii jądrowej, blok nr 1 EJ Ignalina został poddany procesowi licencjonowania i uzyskał stosowne zezwolenie. Zezwolenie to jest ważne do lipca 2004 roku i zawiera szereg warunków. Proces licencjonowania był ważnym zadaniem VATESI, a dla reaktorów typu RBMK był to proces unikalny pod względem zakresu analizy bezpieczeństwa oraz przeglądu dozorowego, którego dokonano we współpracy międzynarodowej. Przegląd ten został przeprowadzony zgodnie z praktyką obowiązującą na Zachodzie. Obecnie trwają prace związane z dalszym wprowadzaniem warunków zezwolenia oraz z odpowiednim procesem licencjonowania bloku nr 2. Oczekuje się, że zezwolenie dla tego bloku zostanie wydane pod koniec 2002 roku. Proces ten stał się dla VATESI źródłem sporej wiedzy i przyczynił się do rozwoju tej instytucji jako kompetentnego urzędu dozoru jądrowego.
20. Dotychczas VATESI wydał szereg zezwoleń dla litewskich i zagranicznych dostawców dla EJ Ignalina. Należy wspomnieć, że VATESI dokonuje tylko ogólnej oceny dostawcy pod względem zapewnienia jakości i kompetencji, zaś użytkownik odpowiada za dokonanie bardziej szczegółowej oceny przed podpisaniem kontraktu.
21. W ciągu ostatnich lat w VATESI opracowywano nowe przepisy, umożliwiające grupie inspektorów-rezydentów stosowanie metodologii kontroli bardziej nastawionej na kwestie systemowe, aby zmniejszyć ich zaangażowanie w sprawy bieżące elektrowni. Prace te nadal trwają i ocenia się, że minie jeszcze kilka lat zanim dojdzie do ich pełnego wdrożenia. Oczekiwanym efektem końcowym w zakresie bezpieczeństwa EJ Ignalina ma być wyraźniejsze rozdzielanie działalności VATESI i działalności użytkownika obiektu.
22. W VATESI istnieje wewnętrzna komisja ekspertów, która poddaje regularnym przeglądom raporty o zdarzeniach przekazywane przez EJ Ignalina oraz wydaje zalecenia dotyczące spraw dozorowych.
23. Decyzja o zamknięciu bloku nr 1 EJ Ignalina przed rokiem 2005 będzie wymagać od VATESI podjęcia szeregu działań. Rozpoczęto

już ich planowanie. Zadaniem najważniejszym jest zagwarantowanie, by w ciągu ostatnich lat eksploatacji nie doszło do zagrożenia bezpieczeństwa. Oznacza to uwzględnienie spraw zarówno technicznych, jak i organizacyjnych oraz związanych z zarządzaniem bezpieczeństwem.

Przygotowanie władz państwa do działań w sytuacjach nadzwyczajnych

24. Litwa przyjęła krajowy plan postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych, który został poddany przeglądowi przez instytucje międzynarodowe. W przypadku poważnych krajowych sytuacji nadzwyczajnych tworzy się Komisję Kryzysową na poziomie rządowym, która koordynuje wszystkie działania ratownicze. Szef VATESI jest członkiem tej komisji.
25. W razie awarii w EJ Ignalina, rolą VATESI jest doradzanie krajowemu sztabowi kryzysowemu i nadzorowanie postępowania awaryjnego w EJ Ignalina, jednak bez uczestniczenia w podejmowaniu decyzji operacyjnych. W VATESI opracowano i przewidziano własny plan postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych. Przewidziano całodobowy system pełnienia dyżurów i sposoby podejmowania decyzji. Plany wyposażenia Ośrodka Działań Nadzwyczajnych przewidują wsparcie w ramach programu PHARE. Plan reagowania na sytuacje nadzwyczajne w EJ Ignalina został poddany przeglądowi i zatwierdzony przez VATESI, a także inne odpowiedzialne organizacje rządowe.
26. Litwa uczestniczy w projekcie MAEA dotyczącym harmonizacji przygotowania do działań nadzwyczajnych oraz uczestniczyła w kilku ćwiczeniach INEX.

Wnioski

27. W ciągu ostatnich lat znacząco rozwinięto system przepisów prawnych i nadzoru. Istnieje proces licencjonowania, zaś w VATESI wypracowano podejście tej organizacji do zagadnień ocen bezpieczeństwa i prowadzenia inspekcji. Jednak doprowadzenie do stanu porównywalnego z praktyką stosowaną na Zachodzie wymaga dalszych prac.

28. Rząd litewski powinien rozpatrzyć następujące sprawy:

- stan prawny EJ Ignalina należy zmienić w taki sposób, żeby organizacja eksploatująca (użytkownik) uzyskała pełną odpowiedzialność i pełne prawa w zakresie wszystkich kwestii zarządzania finansowego i innego, czyli żeby mogła przejąć pełną odpowiedzialność za sprawy bezpieczeństwa obiektu;
 - pełna odpowiedzialność za wybór i ocenę dostawców dla obiektów jądrowych powinna spoczywać na organizacji eksploatującej; zatem prawne zobowiązane VATESI do formalnego licencjonowania dostawców należy zmienić, przy zachowaniu odpowiedniego okresu przejściowego;
 - narzucone VATESI zmniejszenie środków w odniesieniu do personelu i budżetu należy jak najszybciej zrekompensować, a środki powinny być sukcesywnie zwiększane tak, żeby umożliwić wykonywanie wszystkich normalnych zadań dozоровych, zamawianie niezbędnego wsparcia technicznego oraz pełne uczestnictwo w międzynarodowej współpracy dozоровej;
 - struktura wsparcia technicznego i dostęp do badań w zakresie bezpieczeństwa jądrowego powinny być nadal umacniane, żeby zapewnić VATESI kompetencje niezbędne do dokonywania przeglądów wszystkich istotnych zagadnień bezpieczeństwa;
 - podczas trwającej właśnie reorganizacji instytucji rządowych podległych bezpośrednio premierowi, szczególną uwagę należy zwrócić na kwestię niezależności VATESI.
29. VATESI powinien rozpatrzyć następujące sprawy:
- wysoki priorytet należy nadać sprawie opracowania wewnętrznego systemu zarządzania jakością. W pracach tych należy wykonać ostatni krok na drodze ku zintegrowanemu nadzorowi EJ Ignalina, wyraźnie rozdzielając role dozoru jądrowego i użytkownika we wszystkich działaniach. Odnosi się to w szczególności do roli grupy rezydentów sprawującej nadzór nad obiektem;
 - nauki płynące z procesu licencjonowania bloku nr 1 należy włączyć do procedur

ocen bezpieczeństwa i procedur licencjonowania, żeby umocnić niezależną i całościową zdolność dozoru jądrowego do dokonywania ocen.

II. Stan bezpieczeństwa elektrowni jądrowych

Informacje ogólne

1. Litwa ma jedną elektrownię jądrową zlokalizowaną w Ignalinie z dwoma eksploatowanymi blokami. Bloki te są wyposażone w nowszego typu reaktory RBMK, o największej mocy znamionowej ze wszystkich reaktorów RBMK:

Blok	Typ	Obecny poziom mocy		Początek budowy	Pierwsze przyłączenie do sieci	Koniec projektowego okresu eksploatacji
		MWth	MWe			
INPP-1	RBMK 1500	4200	1300	1977	12/1983	2013
INPP-2	RBMK 1500	4200	1300	1978	08/1987	2017

2. Właścicielem i użytkownikiem elektrowni jest państwo. Parlament litewski niedawno zatwierdził decyzję rządu o zamknięciu bloku 1 przed 2005 rokiem.
3. Informacje podane w tym rozdziale opierają się na wiedzy pochodzącej z pierwszej ręki, uzyskanej przez zachodnie organizacje pomocy technicznej w czasie ich udziału w przeglądzie bezpieczeństwa bloku nr 1, finansowanym przez EBOR, w ramach programów współpracy dwustronnej, w projektach PHARE oraz za pośrednictwem pozabudżetowego programu MAEA dla reaktorów RBMK.

Podstawowe charakterystyki techniczne

Aspekty projektowe

4. Po awarii w Czarnobylu w roku 1986, w EJ Ignalina oraz w innych reaktorach RBMK wprowadzono modyfikacje projektowe. Modyfikacje te miały na celu zmniejszenie dodatniego parowego współczynnika reaktywności, udoskonalenie układu zabezpieczeń reaktora oraz stałą prezentację operatorowi marginesu reaktywności. W porównaniu z innymi reaktorami RBMK z tej samej generacji projektowej, EJ Ignalina posiada pewne

dotatkowe cechy bezpieczeństwa, uwzględnione w pierwotnych założeniach projektowych, jak na przykład:

- rozerwanie rurociągu o największej średnicy w obiegu pierwotnym (900 mm) oraz
- wyraźnie rozdzielone układy awaryjnego chłodzenia rdzenia.

Założenia projektowe dla awaryjnego chłodzenia rdzenia w odniesieniu do awarii z utratą chłodziwa (LOCA) i operacyjnych stanów przejściowych są porównywalne z elektrowniami zachodnimi z tego samego okresu. Jednak w oryginalnym zestawie awarii projektowych nie w pełni uwzględniono przewidywane stany przejściowe bez awaryj-

nego wyłączenia reaktora (ATWS) oraz takie zdarzenia, jak pożar, całkowita utrata zasilania elektrycznego i trzęsienie ziemi. W odniesieniu do całkowitej utraty zasilania elektrycznego – dzięki dużemu zapasowi wody, dużej pojemności cieplnej grafitu i stosunkowo niskiej gęstości mocy – margines czasowy jest około cztery razy dłuższy niż w typowych zachodnich reaktorach lekkowodnych. Zatem w EJ Ignalina jest więcej czasu na podjęcie odpowiednich działań zmierzających do zapobiegania i łagodzenia skutków awarii. Niedawne badania przeprowadzone przez zachodnich specjalistów wskazują, że ryzyko związane z trzęsieniem ziemi może być mniejsze niż wcześniej przewidywano.

5. Wprowadzone zmiany doprowadziły do udoskonalenia projektu pierwotnego w kilku ważnych punktach:
- układ wentylowania szybu w każdym z reaktorów może obecnie wytrzymać jednocześnie rozerwanie 9 kanałów paliwowych bez takiego uszkodzenia, które mogłoby doprowadzić do znaczącego uwolnienia substancji promieniotwórczych;
 - w bloku nr 1 zainstalowano nowy układ (oznaczony jako DAZ), który chroni reak-

tor przez najczęstszymi i najgroźniejszymi zdarzeniami typu ATWS, jak np. utrata zasilania elektrycznego, możliwości odprowadzania ciepła, itd. Układ DAZ będzie zainstalowany również w bloku nr 2, co nastąpi w roku 2000 w czasie przerwy konserwacyjnej. Dla usunięcia zagrożenia ze strony zdarzeń typu ATWS zaplanowano zainstalowanie w bloku nr 2 nowego układu wyłączania reaktora opartego o sygnały z wielu źródeł (DSS) i uruchomienie go w roku 2003. W bloku nr 1 nie przewidziano takiego rozwiązania z uwagi na ograniczony czas jego dalszej eksploatacji;

- w obu blokach wprowadzono dodatkowe sygnały powodujące awaryjne wyłączenie reaktora (mały przepływ przez grupowe kolektory rozdzielające, mały operacyjny margines reaktywności, szybki spadek ciśnienia w separatorach bębnowych, wysoka temperatura w szafach zawierających systemy związane z bezpieczeństwem reaktora);
- sterownia bloku nr 1 została wyposażona w nowy komputer, który zawiera układ wyświetlania parametrów bezpieczeństwa na podstawie trójwymiarowych obliczeń neutronowych. Zaplanowano, że analogiczne modyfikacje w bloku nr 2 zostaną ukończone w roku 2002;
- w obu blokach znacząco zwiększono bezpieczeństwo przeciwpożarowe instalując nowe zraszacze, czujki dymu, powłoki kabli, drzwi przeciwogniowe, wentylację pożarową oraz usuwając materiały łatwopalne.

Stan ciśnieniowych rur kanałów paliwowych

6. Dokładnie sprawdzono górną spawę rur ciśnieniowych i nie stwierdzono żadnych defektów istotnych dla bezpieczeństwa. Wszystkie rury ciśnieniowe wyposażono w nowe uszczelnienia. Dostarczono nowe wyposażenie, które posłuży do dokładniejszych badań ultradźwiękowych rur i szczeliny chłodzącej. Dostarczono i wykorzystano również nowe wyposażenie służące do wizualnej kontroli wewnętrznej powierzchni rur ciśnieniowych. Obecnie, wykorzystując również wcześniejsze wyposażenie, można uzyskać komplet in-

formacji o stanie rur i grafitu, a w rezultacie można ocenić pozostały jeszcze czas ich eksploatacji. Ponadto napromienione części jednej rury poddano badaniom w Szwecji, a wyniki tych badań wykorzystano podczas licencjonowania bloku nr 1. Materiał badanych części był w dobrym stanie pod względem hydratacji i stopnia kruchości. Wyniki badań zostały potwierdzone w ramach specjalistycznego przeglądu międzynarodowego. Dalsze badania będą dotyczyć napromienionych części pochodzących z bloku nr 2.

Weryfikacja materiałow

7. W blokach EJ Ignalina stwierdzono defekty materiałowe i nieszczelności rurociągów obiegu pierwotnego, chociaż defekty te występowały na skalę mniejszą niż w innych blokach z reaktorami typu RBMK. Rodzaj problemów materiałowych oraz mechanizmów degradacji jest taki sam, jak w zachodnich reaktorach typu BWR, w szczególności chodzi o pęknięcie rur wywołane przez międzykrystaliczną korozję naprężeniową. Od roku 1992 obieg pierwotny był badany za pomocą nowoczesnych metod i wyposażenia. W tej chwili zgromadzono solidną i – jak na reaktory RBMK – unikalną wiedzę o stanie materiałowym rur o dużym przekroju w obiegu pierwotnym. Prace są kontynuowane przy użyciu bardziej wyrafinowanej analizy charakterystyki pęknięć oraz trwa modernizacja starych i instalowanie nowych układów wykrywania nieszczelności w bloku nr 2. Tym zagadnieniom będzie poświęcony nowy pozabudżetowy program MAEA dla wszystkich elektrowni z reaktorami typu RBMK, gdzie EJ Ignalina będzie obiektem referencyjnym. Większość prac związanych z badaniami nieniszczącymi wykonał personel EJ Ignalina, posiadający odpowiednie uprawnienia, wydane zgodnie z Normami Europejskimi (EN 473). Rozpoczęto badania dotyczące wprowadzenia w bloku nr 2 kontroli NDT opartych o analizę ryzyka.

Stan i możliwości układów bezpieczeństwa

8. EJ Ignalina charakteryzuje się wysokim stopniem zdublowania czynnych układów bez-

pieczeństwa. W projekcie pierwotnym, podobnie jak w większości starszych radzieckich projektów, niewystarczająca separacja fizyczna i funkcjonalna powodowała podatność części układów na uszkodzenia wywołane przez zdarzenia lokalne i uszkodzenia o wspólnej przyczynie. Zwiększono ochronę przeciwpożarową w EJ Ignalina tak, by chronić istotne układy elektryczne, układy sterowania i zabezpieczeń oraz pompy awaryjnego układu chłodzenia rdzenia. Na podstawie analizy zagrożenia pożarowego dalsze ulepszenia zostaną wprowadzone w 2000 roku. Ważne współzależności w układach wspomagających – takich jak układ wody zasilającej – zostały stwierdzone w ramach analiz probabilistycznych (PSA) i wprowadzono stosowne modyfikacje. Dalszą uwagę należy poświęcić sprawie oceny wpływu na środowisko elementów istotnych dla bezpieczeństwa. Planuje się, że w roku 2002 zostanie zakończone opracowanie i wdrożenie systemu ocen środowiskowych, zgodnie z niedawno wydanymi przez VATESI regulacjami dotyczącymi starzenia się elementów wyposażenia.

Sterowanie reaktywności

9. Jak wspomniano w punkcie 5, zainstalowano dodatkowe sygnały zabezpieczające, które mają zrekompensować braki stwierdzone we wcześniejszym projekcie układu sterowania i zabezpieczeń (CPS). Jak również wspomniano w punkcie 5, w bloku nr 2 postanowiono zainstalować nowy, oparty na wielu sygnałach układ wyłączania reaktora (DSS). Oczekuje się, że operacja ta zostanie sfinansowana przez UE. Uruchomienie tego nowego układu zaplanowano na rok 2003. Specyfikacja oferty do przetargu jest obecnie poddana międzynarodowemu przeglądowi, a sam przetarg zostanie wkrótce ogłoszony. Specyfikacja układu obejmuje pręty sterowania z hydraulicznym napędem, dwa różne zestawy pomiarowe, logikę wyłączania i różne mechanizmy sprzęgające. Organizacje stające do przetargu zaproponują konkretne rozwiązania projektowe oraz sposób instalacji. W związku z ogólnym ryzykiem wzrostu mocy po potencjalnej utracie chłodziwa

w kanałach należących do układu sterowania i zabezpieczeń (CPS), część istniejących ręcznie ustawianych prętów sterowania zostanie zastąpiona prętami regulacyjnymi typu szpilkowego (cluster). W nowych prętach przestrzeń zajmowana przez chłodziwo jest niewielka, więc potencjalnie wprowadzana reaktywność jest mniejsza. Od roku 1995 w obu blokach załadowywany jest nowy rodzaj paliwa o wyższym wzbogaceniu i z wypalającą się trucizną, co poprawiło gospodarkę paliwem, ułatwiło eksploatację reaktora i poprawiło charakterystyki bezpieczeństwa. Nowe paliwo wraz z nowym sygnałem awaryjnego wyłączania reaktora (patrz punkt 5) znacznie ułatwia utrzymanie operacyjnego marginesu reaktywności w granicach bezpieczeństwa.

Stan i możliwości systemu bezpieczeństwa

10. Układ redukcji ciśnienia w części pomieszczeń szczelnych, nazywany układem lokalizacji awarii (ALS), chroni reaktor i część obiegu pierwotnego. Układ ten posiada następujące cechy:

- w pomieszczeniach szczelnych znajduje się około 65% objętości wody obiegu pierwotnego, a część z nich jest położona poniżej górnej płaszczyzny rdzenia,
- pomieszczenia szczelne są liczne, połączone ze sobą, a ich ściany są wykonane z betonu zbrojonego,
- skraplanie pary zachodzi w dziesięciu basenach z wodą, które są podzielone na dwie grupy, po pięć basenów każda,
- w kilku pomieszczeniach zainstalowano dysze zraszaczy służących do skraplania pary,
- układ odpowietrzania służy do redukcji ciśnienia zarówno szczytowego jak i końcowego.

11. Podstawą projektu układu lokalizacji awarii jest zatrzymanie pary pochodzącej z awarii z utratą chłodziwa w następstwie rozerwania rury o największej średnicy. Zatem zdolność skraplania pary w układzie ALS EJ Ignalina jest większa, niż w innych blokach z reaktorami typu RBMK.

12. Ostatnio przeprowadzone obliczenia cieplno-przepływowe i mechaniczne wykazują, że

maksymalna wartość ciśnienia w ALS podczas najpoważniejszej awarii projektowej będzie wynosiła ponad 0,1 MPa mniej niż ciśnienie projektowe, oraz że przy wyznaczonych w obliczeniach górnej granicy ciśnienia struktura mechaniczna ALS nie jest zagrożona. Jednak żeby weryfikacja zdarzeń projektowych była dokonana na poziomie zgodnym z praktyką stosowaną w Europie Zachodniej, należy jeszcze rozpatrzyć pewne aspekty zachowania się ALS. W realizowanym obecnie programie bezpieczeństwa uwzględniono kilka badań, które powinny być sfinalizowane najpóźniej w roku 2001. Podczas licencjonowania bloku nr 1 zajmowano się szczelnością i stabilnością konstrukcyjną ALS. Badania NDT przeprowadzone dla konstrukcji w stanie rzeczywistym nie wykazały żadnych poważnych odstępstw od wymogów projektowych. Ukończenie analizy wytrzymałościowej przewidziano na rok 2000. Jednak zmierzona nieuszczelnność jest znacznie większa niż obserwowana w zachodnich elektrowniach z tego samego okresu, a w bloku nr 1 jest znacząco większa niż w bloku nr 2. Wnętrze ALS w bloku 2 wyłożone zostało stalową wykładziną. EJ Ignalina nadal dąży do zwiększenia szczelności układu ALS.

Awarie pozaprojektowe

13. Zdolność ALS do funkcjonowania w przypadku uszkodzenia rdzenia lub w stanie awaryjnym jest obecnie badana w ramach prowadzonej analizy PSA (poziom 2). W analizie wskazano kilka scenariuszy, w których istnieje ryzyko omińnięcia układu lokalizacji awarii (ALS) na drodze przecieku przez nieuszczelnności lub uszkodzenia konstrukcyjne. Sformułowanie rzetelnych wniosków wymaga przeprowadzenia analizy o bardziej deterministycznym charakterze. Szyb reaktora, stanowiący część układu pomieszczeń szczelnych, zaprojektowany był na stosunkowo niską wartość ciśnienia, a ponadto jego hipotetyczne uszkodzenie mogłoby doprowadzić do rozerwania rur ciśnieniowych, uszkodzenia paliwa i uwolnienia substancji promieniotwórczych poza ALS. Jednak prawdopodobieństwo przekroczenia tej war-

tości ciśnienia jest dość małe, jeśli uwzględnić nowo zainstalowane dodatkowe sygnały zabezpieczające oraz zwiększoną wytrzymałość szybu reaktora.

Oceny procesu starzenia i czasu eksploatacji

14. Zamknięcie szczeliny gazowej między rurami ciśnieniowymi i blokami grafitowymi jest zagadnieniem dotyczącym procesu starzenia się elementów konstrukcyjnych i wpływającym na czas eksploatacji kanałów paliwowych. W ostatnich latach, podczas postoju reaktora, zmierzono kilkaset rur ciśnieniowych w bloku nr 1, wykorzystując do tego wyposażenie zaprojektowane na Zachodzie. Około 70 rur wyjęto, żeby dokładnie określić szerokość szczeliny oraz żeby przeprowadzić dalsze analizy materiału z którego wykonano rury i grafitu z kanałów paliwowych. Na podstawie aktualnej wiedzy o zachowaniu się rur ciśnieniowych i grafitu, data zamknięcia się szczeliny w bloku nr 1 jest niepewna, lecz szacuje się, że nie zajdzie to przed rokiem 2002. VATESI monitoruje sytuację i kontroluje eksploatację za pośrednictwem corocznych zezwoleń. W VATESI stwierdzono, że z chwilą potwierdzenia zamknięcia się szczeliny eksploatacja zostanie przerwana. Dane empiryczne uzasadniające tę decyzję zostaną znacząco poszerzone dzięki nowym pomiarom szczeliny, uzyskanym po usunięciu 100 rur ciśnieniowych w czasie konserwacji bloku nr 1 w roku 2000. Dzięki temu można będzie podać znacznie dokładniejsze przewidywania co do czasu eksploatacji niż te wcześniej dostępne. W umowie z EBOR z roku 1994 rząd litewski zadeklarował, że nie będzie wymiany rur w blokach EJ Ignalina.

Oceny bezpieczeństwa i programy wprowadzenia dalszych ulepszeń

Oceny bezpieczeństwa i dokumentacja bezpieczeństwa

15. Podczas Międzynarodowego Przeglądu Bezpieczeństwa Reaktorów RBMK w latach 1992 – 94 blok nr 2 EJ Ignalina służył jako obiekt referencyjny. W przeglądzie tym zajęto się bezpieczeństwem reaktorów RBMK

w dziewięciu dziedzinach technicznych, a jego wynikiem było około 300 zaleceń i obszerna dokumentacja.

16. W ramach umowy z EBOR, w latach 1994-96 przeprowadzono kompleksową ocenę bezpieczeństwa bloku nr 1. Na ocenę tę złożyło się przygotowanie raportu bezpieczeństwa (SAR) oraz poddanie go niezależnemu przeglądowi (RSR). Ocenę bezpieczeństwa przeprowadzono zgodnie z przepisami rosyjskimi, przejrzanymi i poprawionymi stosownie do potrzeb Litwy, z zaleceniami MAEA oraz z równoważnymi normami zachodnimi, jednak uwzględniono w niej tylko ograniczony okres dalszej eksploatacji, do czasu przewidywanego zamknięcia szczeliny gazowej. Wyniki oceniła Rada ds. Bezpieczeństwa EJ Ignalina, niezależna grupa doświadczonych specjalistów, która również sformułowała wnioski oparte zarówno na SAR jak i na RSR.
17. Podczas licencjonowania bloku nr 1, w ramach uzupełnienia SAR, przeprowadzono szereg analiz deterministycznych, np. analizy awarii (których nie uwzględniono w SAR), analizę zagrożenia pożarowego, analizę pojedynczego uszkodzenia układu sterowania i zabezpieczeń (CPS), analizy bezpieczeństwa dotyczące ALS oraz szczelności obiegu pierwotnego. Niektóre z tych analiz będą nadal rozwijane w ramach programu zwiększania bezpieczeństwa w latach 2000-2005. Niedawno rozpoczęto proces licencjonowania bloku nr 2. W jego ramach powstanie i będzie poddany przeglądowi nowy i rozszerzony, właściwy dla tego bloku, raport bezpieczeństwa (SAR).
18. Od roku 1994 istnieje analiza PSA poziomu 1-go dla bloku nr 2, obejmująca eksploatację przy pełnej mocy. Wyniki ilościowe opierają się przede wszystkim na danych dla tego bloku oraz na danych ogólnych. W modelowaniu zdarzeń zewnętrznych oraz dynamicznych skutków awarii LOCA, a także w modelowaniu uszkodzeń o wspólnej przyczynie i działań człowieka występują pewne ograniczenia. Na podstawie tego studium przygotowuje się ocenę PSA poziomu 2-go, która powinna być wykonana do końca roku 2000. Uaktualniona wersja (faza 5) studium PSA poziomu 1-go została niedawno poddana

przeglądowi przez misję IPSART – MAEA. Skutkiem misji będzie dalsze ulepszenie tego studium.

Programy zwiększania bezpieczeństwa

19. Zgodnie z zaleceniami wynikającymi z przeglądu bezpieczeństwa, rząd litewski zobowiązał się do sfinansowania nowego programu zwiększania bezpieczeństwa (SIP-2). Program ten obejmuje modyfikacje projektowe, zmiany w organizacji i zarządzaniu oraz analizy bezpieczeństwa. Pierwszą część SIP-2 już ukończono. Według EJ Ignalina, ze 160 zaplanowanych działań do końca roku 1999 wprowadzono w życie 118, włącznie z 12 konkretnymi działaniami dotyczącymi bloku nr 1. Druga część SIP-2 jest w tej chwili przewidziana do realizacji w latach 2000-2005 i będzie dotyczyła pozostałych spraw wskazanych podczas przeglądów bezpieczeństwa, zagadnień dotyczących konkretnie bloku nr 2 oraz spraw o wysokim priorytecie wynikających z procesu likwidacji bloku nr 1. Program SIP-2 napotyka na trudności finansowe i istnieją obawy, że jego realizacja może być opóźniona.

Bezpieczeństwo eksploatacyjne

Organizacja, procedury, eksploatacja i konserwacja

20. EJ Ignalina jest przedsiębiorstwem państwowym, podlegającym ministerstwu gospodarki. Dyrektor generalny elektrowni podlega bezpośrednio ministrowi.

21. Głównym problemem EJ Ignalina są trudności finansowe, spowodowane ograniczonymi wpływami pieniężnymi za wytwarzanie elektryczności. W każdym razie, sfinansowanie pełnego programu zwiększenia bezpieczeństwa nie będzie możliwe bez pomocy zagranicznej.

22. Personel eksploatacyjny i wsparcia technicznego, jako całość wykazuje wysoki poziom kompetencji technicznych. W ciągu ostatnich lat, za sprawą rozległych programów współpracy międzynarodowej, doszło do znaczącego transferu wiedzy z Zachodu. Na skutek podjęcia decyzji o likwidacji bloku nr 1, w EJ

Ignalina przygotowano program zmniejszenia zatrudnienia, głównie na drodze zamawiania na zewnątrz takich usług jak ogrzewanie, transport, konserwacja, itp. Niedawno liczba pracowników spadła z 5000 do 4800 osób.

23. Procedury eksploatacyjne poprawiono zgodnie z zaleceniami sformułowanymi w raporcie SAR. Wykorzystanie nowego pełnowymiarowego symulatora może spowodować wprowadzanie dalszych zmian w tych procedurach. Wprowadzenie nowych awaryjnych procedur operacyjnych bazujących na symptomach (EOP) przewidziano na koniec roku 2000. W ramach przygotowań do szkolenia zespołów pracowników zmianowych, instruktorzy EJ Ignalina zostali przeszkoleni w dziedzinie organizacji pracy i metod stosowanych w nowoczesnych sterownikach. Do pomyślnego wdrożenia EOP znacznie przyczyni się nowy symulator.
24. Dokument „Warunki Techniczne” opisuje niezbędne ograniczenia i warunki eksploatacyjne, chociaż jego forma jest inna, niż forma stosowana na Zachodzie.
25. Wprowadzany jest nowy, skomputeryzowany system zarządzania działaniami związanymi z konserwacją i obsługą. Istnieje również nowa procedura i nowe narzędzia komputerowe służące do zgodnego z praktyką zachodnią postępowania z rysunkami dotyczącymi modyfikacji obiektu.
26. System szkolenia jest modernizowany zgodnie z modelem „Systematyczne podejście do szkolenia”, przygotowanym przez MAEA. Szkolenie operatorów na nowym pełnowymiarowym symulatorze rozpoczęło pod koniec 1998 roku.

Kultura bezpieczeństwa i zarządzanie, zapewnienie jakości

27. EJ Ignalina była objęta jedną misją OSART, dwiema misjami ASSET oraz szeregiem innych działań MAEA. Przy wsparciu zachodnich specjalistów, od roku 1994 dołożono sporych starań by w EJ Ignalina rozwinąć odpowiednie zarządzanie, organizację i kulturę bezpieczeństwa. W kilku przypadkach wykonano posunięcia zbliżające EJ Ignalina do praktyk zachodnich, np. ustanowiono Komii

sję Bezpieczeństwa Elektrowni. Jednak napotkano na trudności z pełną akceptacją Komisji w ramach schematu organizacyjnego EJ Ignalina. Nowy system zarządzania jakością, wzorowany na standardach MAEA, został wprowadzony w roku 2000, po pracach trwających cztery lata. Osiągnięcie głębszych zmian w dawnej kulturze bezpieczeństwa jest procesem powolnym, a także uzależnionym od zmian w litewskim prawie i przepisach. Kolejnymi wyzwaniem, przed jakimi staje zarząd EJ Ignalina w zakresie rozwijania kultury bezpieczeństwa, są trudna sytuacja ekonomiczna i decyzja o likwidacji bloku nr 1.

Doświadczenia eksploatacyjne

28. Historia eksploatacji EJ Ignalina wykazuje malejącą tendencję dla wszystkich kategorii zdarzeń poza przeciekami z obiegu pierwotnego. Do roku 1990 dawka kolektywna otrzymywana przez personel EJ Ignalina była porównywalna ze średnią światową. Od roku 1990 dawka ta nieco wzrosła, głównie za sprawą prowadzenia intensywnych prac zwiększających bezpieczeństwo. Najważniejsze kategorie zdarzeń do jakich doszło w latach 90-tych to uszkodzenia wyposażenia, rozszczelnienia obiegu pierwotnego oraz problemy z układem sterowania i zabezpieczeń. W roku 1994 miało miejsce poważne zagrożenie atakiem bombowym, które spowodowało wprowadzenie w życie szeroko zakrojonego projektu poprawy ochrony fizycznej elektrowni, realizowanego przy wsparciu z Zachodu. Niedawno opracowane statystyki wykazują, że w latach 90-tych nastąpił spadek liczby zdarzeń poważniejszych i lekki wzrost liczby zdarzeń drugorzędnych. Na 81 zdarzeń zgłoszonych w roku 1999, 68% przypisano uszkodzeniom wyposażenia, 17% – błędom osobistym personelu, zaś 15% – nieprawidłowościom w procedurach.

Analizy i wykorzystanie doświadczeń eksploatacyjnych

29. Istnieją procedury do analizowania zdarzeń i przekazywania doświadczeń eksploatacyjnych. Jednak należy poprawić przepływ informacji między różnymi działami elektrowni oraz

wewnątrz działów. Przepisy wymagają powiadomienia VATESI o „zdarzeniach anormalnych”. Powiadomienie o zdarzeniach jest realizowane w sposób właściwy. Istnieje wymiana doświadczeń eksploatacyjnych między EJ Ignalina i innymi elektrowniami z reaktorami typu RBMK, która odbywa się za pośrednictwem raportów, w czasie spotkań technicznych oraz podczas konferencji telefonicznych.

Przygotowanie do działań w sytuacjach nadzwyczajnych

30. Wcześniejszy plan reagowania na sytuacje nadzwyczajne na terenie elektrowni został poddany gruntownemu przeglądowi i zmieniony zgodnie z normami obowiązującymi na Zachodzie. Klasyfikacja awarii i kryteria alarmowe zostały opracowane zgodnie z zaleceniami MAEA dla reaktorów typu RBMK, a po dokonaniu ostatecznego przeglądu – zostaną włączone do planu. Pierwsze ćwiczenia związane z nowym planem odbyły się w roku 1998, a następne w październiku 1999, z wykorzystaniem całkowicie przebudowanego Awaryjnego Centrum Operacyjnego. Obecnie plan jest poddawany kolejnemu przeglądowi, żeby uwzględnić zdobyte doświadczenia.

Krajowa przemysłowa infrastruktura wsparcia technicznego

31. Litwa, przed przejęciem w roku 1991 odpowiedzialności za EJ Ignalina, była słabo zaangażowana w działalność związaną z atomistyką. W związku z tym kraj nie ma w tej dziedzinie głębszych doświadczeń czy tradycji. Krajowa infrastruktura wsparcia technicznego dla EJ Ignalina jest coraz lepsza, ale w najbliższej przyszłości nadal będzie niewystarczająca. W szczególności kwalifikowane prace inżynierskie będą wymagały dalszej pomocy ze strony Zachodu oraz konsultacji z Rosjanami.

Postępowanie z wypalonym paliwem i odpadami na terenie obiektu

32. W pobliżu elektrowni wybudowano nowy tymczasowy suchy przechowalnik dla 72 po-

jemników z wypalonym paliwem, którego eksploatację niedawno rozpoczęto. Trwa ocena bezpieczeństwa istniejących pomieszczeń do przechowywania odpadów stałych i asfaltowanych. W bieżącym programie poprawy bezpieczeństwa znajdują się dalsze środki dotyczące postępowania z odpadami jądrowymi, które – na skutek podjęcia decyzji o likwidacji – uzyskały wysoki priorytet.

Wnioski

Zagadnienia projektowe

33. EJ Ignalina należy do generacji reaktorów RBMK o projekcie bardziej zaawansowanym i udoskonalonym. Ponadto projekt pierwotny został znacząco ulepszony w ramach programów zwiększających bezpieczeństwo, a większość ogólnych niepokojących kwestii bezpieczeństwa w reaktorach RBMK została rozstrzygnięta zadowalająco. Dalsze ulepszenia zostaną wprowadzone na skutek – na przykład – zainstalowania w bloku nr 2 nowego i niezależnego układu wyłączania reaktora. Ponadto stan bezpieczeństwa EJ Ignalina jest lepiej znany na forum międzynarodowym i znacznie lepiej udokumentowany, niż w przypadku innych elektrowni z reaktorami RBMK.
34. Zmierzony stopień nieszczelności układu lokalizacji awarii jest, zwłaszcza w bloku nr 1, znacznie większy, niż ten obserwowany w obiektach zachodnich. Pełna weryfikacja funkcjonowania układu lokalizacji awarii podczas awarii projektowych wymaga rozpatrzenia jeszcze kilku dalszych aspektów. Jednak w porównaniu z zachodnioeuropejskimi reaktorami lekkowodnymi z tego samego okresu, projekt układu lokalizacji awarii nadal wykazuje słabe punkty, zwłaszcza w odniesieniu do poważnych awarii:
- szyb reaktora, stanowiący część układu pomieszczeń szczelnych, zaprojektowany jest na stosunkowo niskie ciśnienie, a ponadto jego hipotetyczne uszkodzenie może prowadzić do naruszenia integralności paliwa i uwolnienia substancji promieniotwórczych z pominięciem układu lokalizacji awarii. Ryzyko przekroczenia tej wartości

ciśnienia jest jednak dość małe, jeśli wziąć pod uwagę zwiększoną zdolność obciążenia i nowo zainstalowane, dodatkowe sygnały zabezpieczające;

- awaria typu LOCA w obiegu pierwotnym poza pomieszczeniami szczelnymi (które obejmują tylko część obiegu) może doprowadzić do niemożliwego do zatrzymania uwolnienia pary. W projekcie pierwotnym zaakceptowano taki scenariusz awarii potencjalnej z uwagi na przypisywane mu małe ryzyko uwolnienia substancji promieniotwórczych do środowiska, jednak zgodnie z zachodnioeuropejskimi zasadami projektowania jest to niedopuszczalne.

35. Nierealistyczna jest taka modernizacja układu lokalizacji awarii, która by objęła cały obieg ciśnieniowy reaktora. Z tego powodu, w odniesieniu do łagodzenia skutków awarii, niemożliwe będzie osiągnięcie poziomu bezpieczeństwa porównywalnego z sytuacją w reaktorach lekkowodnych z tego samego okresu, użytkowanych obecnie w Europie Zachodniej. Zatem szczególną uwagę należy zwrócić na zapobieganie awariom, włącznie z potrzebą zapewnienia wysokiego poziomu bezpieczeństwa eksploatacyjnego do końca czasu eksploatacji obiektu.

Bezpieczeństwo eksploatacyjne

36. Jeśli chodzi o bezpieczeństwo eksploatacyjne, osiągnięcie poziomu porównywalnego z elektrowniami w Europie Zachodniej wymaga rozwiązania następujących kwestii:

- sytuacja finansowa EJ Ignalina musi ulec znacznej poprawie, żeby zapewnić pokrycie zarówno wszystkich kosztów eksploatacyjnych jak i kosztów wprowadzenia tych środków zwiększających bezpieczeństwo, które uznano za niezbędne w pozostającym jeszcze okresie eksploatacji obiektu;
- zagadnienia związane z kulturą bezpieczeństwa wymagają bardziej zdecydowanego działania w celu ustalenia hierarchii ważności spraw bezpieczeństwa na wszystkich poziomach organizacyjnych, również w następstwie podjęcia decyzji o zamknięciu bloku nr 1;

- należy sfinalizować opracowanie awaryjnych procedur operacyjnych bazujących na symptomach i niezwłocznie wprowadzić je w życie;
- na skutek decyzji o likwidacji bloku nr 1 szczególną uwagę należy zwrócić na zatrzymanie odpowiedniej liczby specjalistów technicznych, a także na utrzymanie motywacji personelu do końca czasu eksploatacji obu reaktorów.

Literatura

1. Almenas K., Kaliatka A. & Uspuras E., Ignalina RBMK-1500. A Source Book. Ignalina Safety Analysis Group. Lithuanian Energy Institute.
2. Final Report of the Programme on the Safety of WWER and RBMK Nuclear Power Plants, IAEA Report EBP-WWER-15, May 1999.
3. Hal S.F. & Gabaraev B.A., RBMK Safety Review. Volume 1: Executive Final Report, March 1994.
4. Ignalina Safety Panel. Recommendations on the Ignalina NPP units 1&2 In-Depth Safety Assessment, February 1997.
5. Ignalina Nuclear Power Plant Safety Analysis Report. Executive Summary, December 1996.
6. INPP Safety Improvement Programme No 2. Ignalina Nuclear Power Plant, 2000.
7. Bagdonas A. Johansson G., Helström P. Barzelina Project Report. Results Ignalina PSA, Phase 5. January 2000.
8. Phare Project LI/TS/12. TSO support to VATESI during Application of SAR and RSR Results in the Licensing of Ignalina NPP.
9. Phare Project LI/TS/14. TSO support to VATESI during Application of SAR and RSR Results in the Licensing of Ignalina NPP. Second phase.
10. Review of the Ignalina Nuclear Power Plant Safety Analysis Report. RISKAUDIT Report No 60, January 1997.
11. Review of Safety Issues for NPPs with RBMK Reactors of 1st and 2nd Generation. IAEA Report RBMK-SC-053. March 1998.

SŁOWACJA

I. Status systemu nadzoru i dozoru jądrowego

Stan prawny

1. Nowa ustawa Prawo Atomowe w sprawie pokojowego wykorzystania energii jądrowej weszła w życie 1 lipca 1998 roku, zastępując poprzednią ustawę z 1984 roku. Urząd dozoru jądrowego – UJD (Ured Jaderneho Dozoru) jako niezależny urząd państwowy powstał w roku 1993, kiedy Słowacja stała się odrębnym, niezależnym państwem. Zgodnie z Prawem Atomowym, UJD odpowiada za państwowy nadzór nad obiektami jądrowymi, postępowaniem z wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi, transportem, materiałami jądrowymi i ochroną fizyczną. Odgrywa istotną rolę w organizacji planowania i przygotowania do działań w sytuacjach nadzwyczajnych na terenie Słowacji. UJD nie odpowiada za ochronę przed promieniowaniem ani za nadzór nad wykorzystywaniem źródeł promieniotwórczych poza obiektami jądrowymi. Kompetencje UJD w zakresie działań związanych z licencjonowaniem, ocenami, kontrolą i egzekwowaniem przestrzegania przepisów określa Prawo Atomowe. Obszary zakresów odpowiedzialności UJD i urzędu ds. bezpieczeństwa pracy częściowo nachodzą na siebie, co może prowadzić do nakładania na użytkownika sprzecznych wymogów.
2. Słowackie elektrownie jądrowe są eksploatowane przez przedsiębiorstwo Slovenské Elektrárne, spółkę akcyjną będącą w 100% własnością państwa. W przyszłości może dojść do jej częściowej prywatyzacji. Status prawny użytkownika został dobrze zdefiniowany w Prawie Atomowym, które stwierdza, że użytkownik jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo swoich obiektów. Ponadto Prawo Atomowe obarcza dozór jądrowy odpowiedzialnością za wydawanie upoważnień nie mających wpływu na bezpieczeństwo. Dozór jądrowy powinien być uwolniony od tego obowiązku.
3. Słowacja jest stroną wszystkich kluczowych konwencji międzynarodowych dotyczących bezpieczeństwa jądrowego.

4. Słowackie uregulowania prawne w zakresie atomistyki są generalnie zgodne z praktyką zachodnioeuropejską, mimo że – jak wskazano w punkcie 2 powyżej – jest miejsce na pewne ulepszenia.

Status dozoru jądrowego i infrastruktury wsparcia technicznego

5. Przewodniczący UJD podlega rządowi, który w praktyce nie wtrąca się do podejmowanych decyzji technicznych. Przewodniczący ma bezpośredni dostęp do premiera i uczestniczy w posiedzeniach rady ministrów w tych przypadkach, kiedy program obrad obejmuje zagadnienia wchodzące w zakres odpowiedzialności dozoru jądrowego.
6. UJD jest finansowany z budżetu państwa. W roku 1993, znacząco zwiększono personel i budżet UJD. Poziom kompetencji technicznych personelu jest uznawany na poziomie międzynarodowym, a UJD zatrudnia obecnie 82 osoby.
7. UJD ma prawo do wydawania i cofania zezwoleń. Ma również prawo do nakładania na użytkowników sankcji za wszelkie naruszenia warunków zezwolenia. Ważne decyzje podpisywane przez przewodniczącego UJD, np. o wyłączeniu elektrowni, mogą być skarżane na drodze sądowej.
8. UJD może łatwo korzystać ze wsparcia technicznego ze strony kilku organizacji działających na terenie Słowacji i w Republice Czeskiej. Jednak te same organizacje pomagają użytkownikowi obiektu jądrowego, co może prowadzić do sytuacji konfliktowej.
9. W sumie można stwierdzić, że status UJD jest porównywalny ze statusem dozorów jądrowych w państwach Europy Zachodniej. Jego efektywność poprawią wprowadzane obecnie zmiany, np. dotyczące wewnętrznego zapewnienia jakości.

Status działalności nadzoru

10. Od roku 1992 dokonano szeregu krajowych i międzynarodowych ocen UJD. Zalecenia różnych misji i programów pomocy zostały efektywnie wykorzystane do rozwijania słowackich działań dozorowych. UJD aktywnie uczestniczy w międzynarodowej współpracy urzędów dozoru jądrowego.

11. Dołożono wielu starań by wydać rozporządzenia wynikające z nowego Prawa Atomowego. Rozpoczęto opracowywanie zaleceń w sprawie praktycznego wprowadzania w życie tych rozporządzeń przez elektrownie. UJD przyjął podejście pragmatyczne, wprowadzając roczny okres próbny stosowania tych rozporządzeń, żeby w ostatecznej wersji uwzględnić doświadczenia z tego okresu.
12. Istnieje rygorystyczny proces licencjonowania, oparty na opracowanym przez użytkownika raporcie bezpieczeństwa. Zezwolenie dla obiektu jądrowego wydaje nie UJB, władze regionu, w którym obiekt jest zlokalizowany, ale zezwolenie nie może być wydane bez formalnej zgody UJD. Etapy licencjonowania, takie jak: lokalizacja, budowa, eksploatacja i likwidacja, zostały zdefiniowane w Prawie Atomowym z 1998 roku. Oświadczenie dotyczące opcji likwidacji jest włączone do oceny skutków środowiskowych, dokonywanej na początku procesu licencjonowania.
13. Praktyka dotycząca przeprowadzania ocen bezpieczeństwa jest dobrze rozwinięta i powstawała w ramach programu współpracy dwustronnej ze Szwajcarią. Obecnie działalność ta jest finansowana przez UJD.
14. Na podstawie zaleceń przekazanych przez zachodnie urzędy dozoru jądrowego, UJD opracował kompleksowy plan kontroli obejmujący prowadzenie inspekcji codziennych i rutynowych, dokonywanie inspekcji specjalnych oraz prowadzenie działań ukierunkowanych na konkretne zdarzenia, z systematycznym dokumentowaniem wyników kontroli. Procedury prowadzenia kontroli są jasno określone i wykorzystywane. Sposób prowadzenia inspekcji jest zgodny z praktyką zachodnioeuropejską.
15. Powtórne oceny bezpieczeństwa obiektów były dotychczas dokonywane na zasadzie indywidualnych przypadków. Zgodnie z praktyką międzynarodową, UJD ma zamiar wprowadzić system okresowych przeglądów bezpieczeństwa.
16. Urzędem kompetentnym w sprawach nadzoru nad ochroną przed promieniowaniem jest Ministerstwo Zdrowia. Pewne zagadnienia dozоровe z dziedziny bezpieczeństwa jądrowego wy-

wołują skutki dotyczące ochrony przed promieniowaniem, i odwrotnie. W celu wzajemnego uzgadniania swych rozporządzeń i działań, oba urzędy wydały odpowiednie zalecenia.

17. UJD ustanowił wymagania dotyczące powiadamiania o zdarzeniach przez organ posiadający zezwolenie i opracował system analizowania i wykorzystywania doświadczeń eksploatacyjnych wynikających ze zdarzeń krajowych, podobny do praktyki zachodnioeuropejskiej. Ponadto UJD aktywnie uczestniczy w systemie INES i w międzynarodowym systemie powiadamiania o zdarzeniach.
18. Poza uczestnictwem w forum urzędów dozoru jądrowego reaktorów WWER, UJD jest stroną międzynarodowej umowy z Republiką Czeską i Węgrami w sprawie wymiany doświadczeń eksploatacyjnych z elektrowni Dukovany, Bohunice, Mochovce i Paks.
19. Reasumując, w ostatnich latach w UJD dokonano znacznego postępu i wprowadzono szereg praktyk dozоровych, które są porównywalne z działaniami urzędów dozoru jądrowego w Europie Zachodniej.

Przygotowanie władz państwa do działań w sytuacjach nadzwyczajnych

20. Państwowa Komisja ds. Awarii Radiacyjnych (NECRA) obejmuje różne instytucje państwowe, które odgrywają rolę w razie potrzeby uruchomienia planu postępowania awaryjnego poza terenem obiektu, a także służy radą władzom lokalnym. Oczekuje się, że pierwszy projekt krajowego planu postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych będzie gotowy do końca roku 2000.
21. W sytuacji nadzwyczajnej zadaniem UJD, którego przewodniczący jest członkiem NECRA, jest doradzanie Komisji we wszystkich sprawach dotyczących bezpieczeństwa jądrowego. Ponadto UJD dokonuje – z punktu widzenia bezpieczeństwa jądrowego – przeglądów planów postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych na terenie obiektu jądrowego i poza nim.
22. UJD prowadzi dobrze wyposażony ośrodek reagowania na sytuacje nadzwyczajne, którego zadaniem jest zbieranie i przetwarzanie informacji technicznych potrzebnych Komii-

sji w procesie doradzania władzom lokalnym, kierującym stosownymi działaniami w sytuacji nadzwyczajnej.

23. W roku 1997, chociaż w owym czasie krajowa organizacja postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych nie była jeszcze formalnie powołana, zorganizowano ćwiczenie postępowania awaryjnego na szczeblu krajowym, którym objęto elektrownię Bohunice, UJD, NECRA i władze lokalne. Bardziej ukierunkowane ćwiczenia zorganizowano również w latach 1998 i 1999. Przewiduje się, że w ramach krajowego planu postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych, ćwiczenia takie będą organizowane okresowo co 3 lata. Słowacja uczestniczyła w międzynarodowych ćwiczeniach INEX-2.

Wnioski

24. System nadzoru i dozór jądrowy na Słowacji są porównywalne z praktyką zachodnioeuropejską. Prawo ustanawia pełną niezależność dozoru jądrowego od organizacji zaangażowanych w promocję energii jądrowej, a także wyraźnie określa, że główna odpowiedzial-

Blok elektrowni	Typ reaktora	Początek budowy	Pierwsze przyłączenie do sieci	Koniec projektowego okresu eksploatacji
Bohunice V1:				
blok 1	WWER-440/230	1974	1978	2008
blok 2	WWER-440/230	1974	1980	2010
Bohunice V2:				
blok 3	WWER-440/213	1976	1984	2014
blok 4	WWER-440/213	1976	1985	2015
Mochovce:				
blok 1	WWER-440/213	1983	1998	2028
blok 2	WWER-440/213	1983	1999	2029

25. Zaleca się, by rząd Słowacji rozpatrzył następujące kwestie:
 - należy zwiększyć środki finansowe i kadrowe dla UJD,

- UJD powinien otrzymać środki na utrzymanie zdolności dokonywania niezależnych ocen, jakie uzyskał dzięki pomocy Szwajcarii;
 - należy nadać wysoki priorytet sprawie przyjęcia krajowego planu postępowania w sytuacji nadzwyczajnej,
 - należy znowelizować Prawo Atomowe tak, by uwolnić UJD od pewnych obowiązków, które nie są bezpośrednio związane z bezpieczeństwem jądrowym.
26. Zaleca się, by w UJD rozważono, w jaki sposób zapewnić wyraźny rozdział między pomocą techniczną otrzymywaną przez ten urząd i pomocą udzielaną użytkownikowi obiektu jądrowego.

II. Stan bezpieczeństwa elektrowni jądrowych

Informacje ogólne

1. W Republice Słowackiej w miejscowościach Bohunice i Mochovce, eksploatowanych jest sześć wymienionych niżej bloków jądrowych, będących własnością słowackiej spółki Slovenské Elektrárne (SE):

2. W Bohunicach, w latach 70-tych przez krótki czas eksploatowano prototypowy, chłodzony gazem reaktor z ciężką wodą jako moderatorem, tzw. Elektrownię A1. Reaktor ten został ostatecznie wyłączony w roku 1977, po awarii, która doprowadziła do częściowego uszkodzenia rdzenia, a w tej chwili trwa jego likwidacja.
3. W Mochovcach budowa dwóch następnych bloków, podobnych do bloków nr 1 i 2, została zawieszona (w stanie zaawansowania 40-50%) i obecnie nie ma planów jej dokończenia.

4. Rząd słowacki postanowił zamknąć dwa bloki elektrowni Bohunice V1, odpowiednio w roku 2006 i 2008.

(i) Bohunice V1, bloki nr 1 i 2

5. Znajdujące się w niniejszym rozdziale stwierdzenia dotyczące bezpieczeństwa elektrowni Bohunice V1 opierają się na ogólnej wiedzy o elektrowniach z reaktorami typu WWER-440/230, informacjach udzielonych przez organizacje słowackie (elektrownia i urząd dozoru jądrowego) oraz dokumentach misji MAEA. Informacje te zostały potwierdzone i uzupełnione wynikami prac zespołu roboczego WENRA, który przebywał na Słowacji w okresie 12-15 października 1999 i skoncentrował się na elektrowni Bohunice V1.

Podstawowe charakterystyki techniczne

Aspekty projektowe

6. Pierwsze dwa bloki w Bohunicach to reaktory typu WWER-440/230. Oba bloki od czasu ich uruchomienia są w sposób ciągły udoskonalane. Do tej pory wprowadzono ponad 1200 modyfikacji o różnym znaczeniu dla bezpieczeństwa, a proces ten trwa nadal.

7. Na podstawie wyników oceny bezpieczeństwa z 1990 roku, Czechosłowacka Komisja Energii Atomowej sporządziła listę pilnych działań ulepszających, które realizowano w okresie 1991-1993 i które nazwano programem małej rekonstrukcji elektrowni Bohunice V1. W latach 1991-1992 ukończono raport bezpieczeństwa dla dużej „stopniowej rekonstrukcji” bloków nr 1 i 2. Wyniki przeglądu i oceny tego raportu bezpieczeństwa ogłoszono w roku 1994 w postaci wymogów dozоровych UJD. Stanowiły one podstawę dla opracowania zasadniczego programu zwiększenia bezpieczeństwa, znanego pod nazwą programu stopniowej rekonstrukcji elektrowni Bohunice V1. Program ten miał następujące cele:

- określenie stanu technicznego ciśnieniowego zbiornika reaktora,
- poprawa realizacji zadań przez układ pomieszczeń szczelnych (lokalizacji awarii),
- wykazanie zdolności elektrowni do opanowania awarii z utratą chłodziwa (LOCA)

większej niż awaria projektowa, na podstawie konserwatywnej analizy LOCA z rozzerwaniem rurociągu o średnicy do 200 mm,

- wykazanie zdolności elektrowni do opanowania awarii z całkowitym rozerwaniem głównego rurociągu obiegu pierwotnego (awaria pozaprojektowa), na podstawie aktualnie dostępnej wiedzy,

- poprawę odpowiedzi elektrowni na zagrożenia wewnętrzne i zewnętrzne,
- poprawę niezawodności układów i wyposażenia,
- poprawę organizacyjnego i eksploatacyjnego systemu bezpieczeństwa.

8. Zrewidowane wymagania projektowe ustalają spójne cele dla działań podnoszących bezpieczeństwo obiektu. Zakończenie długookresowego programu ulepszeń przewidziano na rok 2000. Poziom bezpieczeństwa elektrowni będzie wówczas znacząco lepszy niż dla standardowego reaktora typu WWER-440/230.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora i rurociągi obiegu pierwotnego

9. Obecny stan techniczny i program nadzorowania reaktorowych zbiorników ciśnieniowych wydają się zadowalające. W roku 1993 oba zbiorniki ciśnieniowe poddano wyżarzaniu. Oceny bezpieczeństwa wsparte pomiarami koncentracji domieszek w spawach wskazują, że do końca oczekiwanego okresu eksploatacji nie zajdzie potrzeba ponownego wyżarzania. W elektrowni Bohunice V1 wprowadzono również środki zmniejszające prawdopodobieństwo rozerwania rurociągu obiegu pierwotnego. Wykonano większość obliczeń niezbędnych do wykazania, że dla rurociągów o średnicach 500 mm i 200 mm w obiegu pierwotnym wystąpi przypadek przecieku-przed-rozerwaniem (LBB). Sytuację taką wspiera realizowany program inspekcji w czasie eksploatacji oraz odpowiednie oprzyrządowanie służące do wykrywania przecieków już w fazie początkowej. Oczekuje się, że poprawiona analiza obciążeń sejsmicznych, uwzględniająca wprowadzone modyfikacje zostanie sporządzona w roku 2000. Może to spowodować wprowadzenie w obiekcie dalszych, drugorzędnych zmian.

W stwierdzeniach dotyczących bezpieczeństwa występuje pewien obszar wspólny dla zrewidowanego zestawu awarii projektowych, które w ramach analizy konserwatywnej obejmują uszkodzenia rur o średnicy do 200 mm, oraz dla awarii pozaprojektowych, które na podstawie aktualnie dostępnej wiedzy obejmują uszkodzenia rur o średnicy do 500 mm. Przypadek przeciek-przed-rozerwaniem, który obejmuje rury o średnicach od 200 mm do 500 mm oraz elementy obiegu pierwotnego (zawory, pompy) wspiera obydwie te badania. Ryzyko powstania dużego przecieku z obiegu pierwotnego do wtórego w wyniku uniesienia pokrywy kolektora wytromicy pary zostało zmniejszone dzięki wykorzystaniu nowej technologii uszczelniania oraz specjalnej kontroli w trakcie użytkowania. Zatem uważa się, że nienaruszalność granicy ciśnieniowej obiegu pierwotnego jest chroniona w stopniu wystarczającym.

Układ pomieszczeń szczelnych

10. W porównaniu z projektem pierwotnym, zdolność do zlokalizowania awarii została zwiększona dzięki zainstalowaniu skraplaczy bezprzeponowych, udoskonaleniu kłap odpowietrzających i zwiększeniu szczelności o dwa rzędy wielkości. W ramach uzupełniania analiz układu lokalizacji awarii wykonano odpowiednie doświadczenia dotyczące funkcjonowania najważniejszych elementów wyposażenia, takich jak skraplacze bezprzeponowe i kłapy odpowietrzające. Zgodnie z wynikami przeprowadzonej przez elektrownię analizy awarii projektowej oraz awarii LOCA dla rury o średnicy 500 mm (jako awarii pozaprojektowej), zadania lokalizacji awarii nie są w istotny sposób zagrożone. Jeśli chodzi o zagadnienie usuwania wodoru, to odpowiednie środki przystosowano do takiego poziomu wytwarzania wodoru, jaki może mieć miejsce przy obliczeniowym podgrzaniu koszulek paliwowych podczas postulowanych projektowych i pozaprojektowych awarii. Uznano, że w sposób spójny zademonstrowano możliwości zmodyfikowanego układu lokalizacji awarii w zakresie opanowania awarii postulowanych. Jednak marginesy bezpieczeństwa w odniesieniu do funkcji zatrzyma-

nia substancji promieniotwórczych są mniejsze, niż w reaktorach zachodnich.

Układy bezpieczeństwa i zagrożenia

11. Skorygowano większość pierwotnych niedociągnięć w zakresie możliwości funkcjonalnych i rozdzielenia układów bezpieczeństwa, zaś pozostałe mają być uwzględnione w roku 2000. Podjęto szeroko zakrojone działania zmniejszające ryzyko pożaru. Jeśli chodzi o warunki sejsmiczne lokalizacji, to nie określono jeszcze maksymalnego przyspieszenia gruntu, ale jako podstawę programu modernizacji elektrowni przyjęto wartość odpowiadającą konserwatywnym oszacowaniom. Wprowadzono również modyfikacje związane z recyrkulacją chłodziwa po awarii typu LOCA (kwestia zatykania się filtra prowadzącego do zbiornika ściekowego).

12. Określono pojedyncze odstępstwa od praktyk stosowanych powszechnie na Zachodzie. Najistotniejszym z nich jest prawdopodobnie brak konkretnych zabezpieczeń przed efektami dynamicznymi, jakie mogą być następstwem potencjalnego rozerwania rury z czynnikiem wysokoenergetycznym. Na przykład założono, że nie dojdzie do pęknięcia głównego rurociągu parowego przed zaworami odcinającymi, podczas gdy z aktualnych obliczeń mechanicznych wynika, że w pewnych postulowanych, anormalnych warunkach eksploatacyjnych istnieje małe prawdopodobieństwo tego typu zdarzenia. Uwzględnienie uszkodzeń tego typu może wymagać zainstalowania urządzeń zapobiegających drganiom rur. Elektrownia zdaje sobie sprawę z tego problemu i uważa, że jego rozwiązanie jest ściśle związane z kwestią jak długo będzie trwała eksploatacja bloków Bohunice V1.

Układy sterowania i zabezpieczeń oraz układ awaryjnego zasilania energią elektryczną

13. Oryginalny układ zabezpieczeń reaktora został zastąpiony układem zupełnie nowym, dobrze pasującym do aktualnych praktyk międzynarodowych. Układ ten przeszedł kwalifikację zgodną z normą międzynarodową IEC 880. Zainstalowano nowy układ monitorowania poawaryjnego, który najważniej-

sze wielkości pokazuje zarówno w sterowni głównej jak i rezerwowej (na wypadek awarii). Przeprojektowany układ awaryjnego zasilania energią elektryczną jest zgodny z najważniejszymi międzynarodowymi praktykami w dziedzinie bezpieczeństwa, a sam układ przeszedł stosowną kwalifikację.

Awarie pozaprojektowe i poważne zdarzenia

14. Wprowadzono już pewne ograniczone środki zapobiegawcze, a dalsze działania związane z zapobieganiem i łagodzeniem skutków awarii są zaplanowane na okres bezpośrednio po zakończeniu obecnego procesu modernizacji elektrowni. A zatem sytuacja w zakresie awarii pozaprojektowych uległa poprawie. Elektrownia przeanalizowała już wstępną listę takich awarii, obejmującą – poza awarią LOCA 500 mm – całkowitą utratę wody zasilającej w twornice pary, małe i średnie rozerwanie rurociągu obiegu pierwotnego z utratą wysokociśnieniowego układu chłodzenia awaryjnego oraz całkowitą utratę zasilania elektrycznego. Wynikiem tych prac była wymiana zaworów bezpieczeństwa stabilizatora ciśnienia, umożliwiającą zastosowanie procedury „feed and bleed” po stronie obiegu pierwotnego, a także uzyskanie dodatkowego źródła zasilania energią elektryczną z położonej niedaleko elektrowni wodnej Madunice, na wypadek całkowitej utraty zasilania elektrowni. Dalsze działania są w toku, np. uzupełnienie listy awarii pozaprojektowych na podstawie wyników analiz probabilistycznych (PSA) oraz określenie wyspecjalizowanych środków (wyposażenie oraz/lub procedury awaryjne) zapobiegających stopieniu rdzenia reaktora. Jeśli chodzi o poważne zdarzenia, to konkretnych wymogów w tym zakresie jeszcze nie podano, ponieważ zarówno dozór jak i elektrownia położyły nacisk na uprzednie wdrożenie środków zapobiegawczych i łagodzących skutki awarii projektowych i pozaprojektowych tak, by unikać stopienia rdzenia. Takie podejście uznano za rozsądne, jednak następnym logicznym krokiem powinno być opracowanie realistycznego schematu postępowania w przypadku poważnej awarii. Pewne rozwiązania dotyczące skutecznego łagodzenia konsekwencji awarii

ze stopieniem rdzenia reaktora już rozpatrywano w trakcie modernizacji układu lokalizacji awarii.

Oceny bezpieczeństwa i programy wprowadzania dalszych ulepszeń

Oceny bezpieczeństwa

15. Raport bezpieczeństwa dla elektrowni V1 przygotowano przed przystąpieniem do realizacji długookresowego programu modernizacji obiektu. Po zakończeniu tego programu, w czerwcu 2000, raport bezpieczeństwa o zawartości podobnej do zawartości raportów dla elektrowni na Zachodzie, przedstawiono UJD w celu dokonania przeglądu.

16. Probabilistyczna analiza bezpieczeństwa (PSA) 1-go poziomu dla elektrowni Bohunice V1 została wykonana przed i po programie małej rekonstrukcji, a ponadto zostanie powtórzona po zakończeniu całego programu modernizacji. Zakres tej analizy obejmował tylko eksploatację przy pełnej mocy, ale uwzględnia wszystkie istotne zdarzenia inicjujące, włącznie z pożarem i zalaniem.

Program poprawy bezpieczeństwa

17. Długookresowy program modernizacji powinien być zakończony w roku 2000. Później modyfikacje będą wprowadzane na zasadzie indywidualnych przypadków.

Bezpieczeństwo eksploatacyjne

Organizacja, procedury, eksploatacja i konserwacja

18. Organizacja elektrowni Bohunice, obejmującej obiekty Bohunice V1 i Bohunice V2 jest podobna do organizacji typowej elektrowni zachodniej. Dyrektor całej elektrowni kieruje wydziałem eksploatacji (dwóch głównych inżynierów, dla obiektów Bohunice V1 i Bohunice V2), wydziałem ds. konserwacji, wydziałem ekonomicznym i handlowym, wydziałem ds. inwestycji, wydziałem kadr i usług oraz wydziałem ds. wsparcia technicznego i bezpieczeństwa. Uważa się, że w porównaniu z praktyką stosowaną w Europie Zachodniej, organizacyjne aspekty i procedury stosowane w obiekcie V1 są zadowalające.

19. Użytkownik był zdolny do wdrożenia programu modernizacji obiektu V1, a także innych niezbędnych działań związanych z modernizacją i konserwacją. Dla zapewnienia efektywnego wykonywania działań związanych z konserwacją utworzono wydział ds. konserwacji dysponujący odpowiednimi warsztatami, laboratoriami, wyposażeniem i narzędziami. Istnieją również makiety umożliwiające szkolenie praktyczne.

20. Oceniając ogólnie, kwalifikacje personelu elektrowni wydają się zadowalające. Istnieje kompleksowy system szkolenia, wykorzystuje się symulator wielofunkcyjny. Wymiana z partnerami z Zachodu odbywa się w ramach programów współpracy dwustronnej lub wielostronnej.

21. Poprawiono warunki techniczne eksploatacji, które są zgodne z podejściem typowym dla Zachodu. Wdrożenie poprawionych awaryjnych procedur operacyjnych zaplanowano na zakończenie procesu modernizacji. Ponadto poprawiane są również procedury dotyczące normalnej eksploatacji.

Kultura bezpieczeństwa i zarządzanie, zapewnienie jakości

22. Istnieją dwa komitety ds. bezpieczeństwa, jeden na poziomie elektrowni, a drugi na poziomie przedsiębiorstwa. Propagowanie kultury bezpieczeństwa ułatwiły kontakty ze specjalistami zachodnimi. Istnieje system zapewnienia jakości (QA), obejmujący wszystkie ważniejsze czynności, włącznie z działaniami na rzecz udoskonalenia obiektu V1.

Doświadczenia eksploatacyjne

23. Specjalny wydział elektrowni zajmuje się systematycznymi badaniami zdarzeń zachodzących w obiekcie oraz uwzględnieniem ich w dalszej praktyce eksploatacyjnej. Badania na poziomie ogólnokrajowym są prowadzone niezależnie przez instytut VUJE, a w niektórych przypadkach przez UJD.

Przygotowanie do postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych

24. Przygotowany dla terenu elektrowni plan postępowania w sytuacjach nadzwyczajnych

jest regularnie aktualizowany, prowadzi się też okresowe ćwiczenia (raz na kwartał i raz na rok, w zależności od rodzaju ćwiczeń), a ich poziom jest zadowalający.

(ii) Bohunice V2, bloki nr 3 i 4

25. Znajdujące się w niniejszym rozdziale stwierdzenia dotyczące bezpieczeństwa elektrowni Bohunice V2 opierają się na ogólnej wiedzy o elektrowniach z reaktorami typu WWER-440/213, na wspólnych projektach międzynarodowych (włącznie z organizacjami bezpieczeństwa technicznego z UE, koncentrującymi się na konkretnych charakterystykach technicznych reaktorów WWER-440) oraz na informacjach dostarczonych przez organizacje słowackie (elektrownia i urząd dozoru jądrowego).

Podstawowe charakterystyki techniczne

Aspekty projektowe

26. Bloki nr 3 i 4 elektrowni Bohunice to reaktory typu WWER-440/213. Od roku 1990 w elektrowni Bohunice V2 wprowadzono znaczące ulepszenia. Obejmują one np. instalację układu diagnostyki technicznej w czasie pracy, odnowienie układów sterowania i zabezpieczeń, ulepszenie układów elektrycznych, ulepszenia zabezpieczeń pożarowych i sejsmicznych oraz pewne ulepszenia bezpieczeństwa eksploatacyjnego, takie jak wprowadzenie awaryjnych procedur operacyjnych opartych na symptomach oraz nowej generacji procedur dotyczących normalnej eksploatacji.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora i granica ciśnieniowa obiegu pierwotnego

27. Obecny stan i program nadzoru nad ciśnieniowymi zbiornikami reaktorów wydają się być zadowalające. Aż do końca przewidywanego okresu eksploatacji elektrowni, nie zajdzie potrzeba wyzarzania tych zbiorników. Dla rurociągów obiegu pierwotnego o średnicach 500 mm i 200 mm wykazano stosowalność koncepcji przeciek-przed-rozerwaniem (LBB). Koncepcję tę wspiera program kontroli w czasie pracy oraz odpowiednie oprzyrządowanie do wykrywania przecieków w fazie początkowej. W kwestii przecieków z obiegu pierwotnego do

wtórnego przez kolektor wytwornicy pary, już podjęto albo zaplanowano działania takie same, jak w blokach Bohunice V1. Ponadto zainstalowano układ służący do monitorowania przecieków z obiegu pierwotnego w wytwornicy pary za pośrednictwem pomiaru aktywności izotopu N-16 w parze wodnej. W związku z tym uważa się, że nienaruszalność rurociągu obiegu pierwotnego jest chroniona na poziomie zadowalającym.

Układ lokalizacji awarii (ze skraplaniem pary)

28. Działanie układu lokalizacji awarii ze skropleniem pary w przypadku awarii LOCA z pęknięciem rury o dużej średnicy zostało zweryfikowane podczas pełnowymiarowych testów przeprowadzonych w ramach sponzorowanego przez UE projektu Eksperymentalnej Kwalifikacji Układu Lokalizacji Awarii, a wyniki testów zostały przedstawione na początku 2000 roku. Trzeba jeszcze przeprowadzić szczegółową analizę wyników tego projektu doświadczalnego oraz testy uzupełniające dla innych awarii projektowych (pęknięcie rurociągu parowego, LOCA z pęknięciem rury o małej średnicy). Zwiększono szczelność układów lokalizacji awarii w elektrowni Bohunice V2. Jednak tempo przecieku nadal jest nieco wyższe od wartości uzyskiwanych w elektrowniach zachodnich. Mimo to, w przypadku awarii projektowej, ciśnienie wewnętrzne w układzie lokalizacji awarii odpowiedzialne za przeciek zostanie skutecznie ograniczone dzięki funkcji skraplania pary, zaś całkowite uwolnienie substancji promieniotwórczych nie przekroczy wartości akceptowanych w państwach należących do UE.

Układy bezpieczeństwa i zagrożenia

29. Pod względem możliwości funkcjonalnych i stopnia zwielokrotnienia, układy bezpieczeństwa są podobne do układów bezpieczeństwa w obiektach eksploatowanych na Zachodzie. Jednak stwierdzono pewne niedociągnięcia, które obecnie są rozpatrywane i usuwane w celu osiągnięcia zadowalającej niezawodności układów bezpieczeństwa we wszystkich sytuacjach operacyjnych. Na przykład w roku 2000 zostaną wprowadzone środki zapobiega-

jące zatykaniu się filtrów na wlocie do zbiorników ściekowych oraz środki zapobiegające pożarom. Wprowadzenie niezbędnych ulepszeń (np. modyfikacja układu wody zasilającej wytwornice pary) zostało zaplanowane do roku 2002. W roku 1998 ponownie oceniono stan elektrowni pod względem sejsmicznym. Związane z tym oceny i proponowane wartości przyspieszeń zostały ocenione przez MAEA. Ponadto, sieć monitoringu sejsmicznego działa w trybie ciągłym.

Awarie pozaprojektowe i poważne zagrożenia

30. W ramach programu Phare, w regionalnym projekcie pomocowym rozpatrzono awarie pozaprojektowe oraz poważne awarie w blokach z reaktorami typu WWER-440/213. Rozważono różne scenariusze awarii i różne rodzaje uszkodzeń, takie jak ATWS, pęknięcia rurociągu w obiegu pierwotnym z częściowym lub całkowitym uszkodzeniem układu awaryjnego chłodzenia rdzenia, całkowita utrata wody zasilającej, całkowita utrata zasilania obiektu energią elektryczną. Rozpatrzono pewne środki zapobiegawcze, wprowadzono w życie pewne środki łagodzące skutki ewentualnej awarii. W czerwcu 2000 rozpoczęto realizację nowego regionalnego projektu PHARE, którego celem jest udzielenie czeskim, słowackim i węgierskim urzędowi dozoru jądrowego pomocy w zakresie oceny proponowanych rozwiązań zapobiegawczych i łagodzących skutki awarii.

Oceny bezpieczeństwa i programy wprowadzania dalszych ulepszeń

Oceny bezpieczeństwa

31. W roku 1993 UJD wyraził zgodę na to, by do opracowania przy nowych założeniach raportu bezpieczeństwa dla bloków Bohunice V2 wykorzystano rozporządzenie Amerykańskiej Komisji Bezpieczeństwa NRC RG 1.70, dostosowane do specyficznych warunków krajowych. Raport ten przedstawiono dozorowi w roku 1994, po 10 latach eksploatacji tej elektrowni jądrowej. Po zapoznaniu się z komentarzami UJD, w roku 1997 sporządzono nową wersję raportu. Jego zawartość odpo-

wiada temu, czego generalnie oczekuje się od okresowych przeglądów bezpieczeństwa w Europie Zachodniej. W ramach rygorystycznego przeglądu związanego z licencjonowaniem raport został poddany przeglądowi i zaakceptowany przez UJD. Rozdział raportu poświęcony analizie awarii został poddany przeglądowi przez MAEA. Ponadto, w ramach procesu aktualizowania raportu bezpieczeństwa po 10 latach eksploatacji obiektu, wykonano dla elektrowni probabilistyczną ocenę bezpieczeństwa. Podobnie jak w przypadku elektrowni Bohunice V1, zakres PSA obejmował wyłącznie tryb eksploatacji przy pełnej mocy z uwzględnieniem wszystkich istotnych zdarzeń inicjujących, włącznie z wewnętrznymi pożarami i zalaniem wodą. Ponadto w roku 1999 ukończono i poddano przeglądowi przez MAEA studium PSA 1-go poziomu dla eksploatacji przy niskim poziomie mocy oraz przy wyłączonym reaktorze. W roku 1999 rozpoczęto prace nad PSA 2-go poziomu.

Program poprawy bezpieczeństwa

32. Na lata między 1999 i 2006 zaplanowano realizację programu dalszej szerokiej modernizacji, przy czym istotne i ważne dla bezpieczeństwa ulepszenia mają być wprowadzone do roku 2002 (punkt 29).

Bezpieczeństwo eksploatacyjne

33. Generalnie mówiąc, informacje i wnioski przedstawione wyżej w odniesieniu do bloków V1, odnoszą się również do bloków V2.

(iii) Mochowce, bloki nr 1 i 2

34. Znajdujące się w niniejszym rozdziale stwierdzenia dotyczące elektrowni Mochowce opierają się na niezależnej ocenie bezpieczeństwa, której dokonała konsorcjum zachodnioeuropejskich organizacji bezpieczeństwa technicznego.

Podstawowe charakterystyki techniczne

Aspekty projektowe

35. Bloki nr 1 i 2 elektrowni Mochowce to najnowsze elektrownie jądrowe z reaktorami ty-

pu WWER-440/213. Na etapie projektowania wprowadzono w nich szereg modyfikacji w porównaniu z wcześniejszymi obiektami. Najważniejsze z tych zmian to zastosowanie wyposażenia lepszej jakości (np. nowoczesny układ sterowania reaktorem, nowy typ zaworów bezpieczeństwa w stabilizatorze ciśnienia, udoskonalony układ dostarczania wody zasilającej) oraz ulepszenia w układach wykorzystywanych w sytuacjach awaryjnych (np. nowy projekt układu zrzutu pary, ulepszony awaryjny układ wody zasilającej zlokalizowany poza halą turbin, ulepszony wodny układ przeciwpożarowy, układ odpowietrzania obiegu pierwotnego).

36. Jednak w projekcie nadal pozostały pewne słabe punkty, którymi zajęto się w ramach programu poprawy bezpieczeństwa jądrowego, opracowanym dla EJ Mochowce w roku 1995. Program ten, obejmujący 87 środków zwiększających bezpieczeństwo, został poddany przeglądowi przez zachodnioeuropejskie organizacje bezpieczeństwa technicznego i jest już niemal ukończony. Trwa realizacja pozostałych działań (np. doprowadzenie do końca procesu kwalifikowania wyposażenia, charakterystyka lokalizacji pod względem sejsmicznym).

37. W porównaniu z oryginalnym projektem reaktora WWER-440/213, poziom bezpieczeństwa EJ Mochowce został znacząco podwyższony.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora i granica ciśnieniowa obiegu pierwotnego

38. Obecny stan i program nadzoru nad ciśnieniowymi zbiornikami reaktorów wydają się być zadowalające. Oprócz zmian wprowadzonych w wytwornicach pary w blokach Bohunice V1 i V2, wymieniono również sekcje wlotowe kolektorów, żeby zmniejszyć rozmiar ewentualnych przecieków. W związku z tym uznaje się, że nienaruszalność granicy ciśnieniowej obiegu pierwotnego jest chroniona na poziomie porównywalnym z praktyką obowiązującą na Zachodzie.

Układ lokalizacji awarii (ze skraplaniem pary)

39. Działanie układu lokalizacji awarii ze skraplaniem pary zastosowanego w EJ Mochowce

badano podczas pełnowymiarowych testów przeprowadzonych w ramach sponsorowanego przez UE projektu Eksperymentalnej Kwalifikacji Układu Lokalizacji Awarii. Wyniki testów i analiz przedstawiono na początku roku 2000, a uzupełniono je badaniami sfinansowanymi przez elektrownię. Wykazały one wytrzymałość konstrukcyjną i zadowalające zatrzymanie promieniotwórczych produktów rozszczepienia w przypadku awarii LOCA z pęknięciem rurociągu o dużej średnicy. Należy jeszcze przeprowadzić szczegółową analizę wyników projektu sponsorowanego przez UE oraz testy uzupełniające dla innych awarii projektowych (pęknięcie rurociągu parowego, LOCA z pęknięciem rury o małej średnicy). W przypadku dużej awarii LOCA, szczelność układów lokalizacji awarii w blokach 1 i 2 elektrowni Mochowce jest porównywalna ze szczelnością zachodnioeuropejskiej obudowy bezpieczeństwa. Dzięki funkcji skraplania pary, obliczone uwolnienia substancji promieniotwórczych po awarii projektowej nie przekroczą poziomów po podobnej awarii w wielu elektrowniach zachodnich.

Układy bezpieczeństwa i zagrożenia

40. Pod względem możliwości funkcjonalnych, stopnia zwielokrotnienia i rozdzielenia, sytuacja jest porównywalna z praktyką zachodnioeuropejską. Realizowany jest właśnie program kwalifikowania wyposażenia pod kątem sytuacji awaryjnych. W kwestii warunków sejsmicznych, nie określono jeszcze ostatecznej wartości maksymalnego przyspieszenia gruntu, ale podjęto działania zmierzające do sporządzenia charakterystyki sejsmicznej, a wyniki są oczekiwane w 2001 roku. W zależności od tych wyników może zająć potrzeba wprowadzenia dalszych ulepszeń.

Awaryje pozaprojektowe i poważne awaryje

41. W elektrowni rozpoczęto analizę awarii pozaprojektowych, opierając się na wstępnym zestawie awarii obejmujących ATWS, całkowitą utratę wody zasilającej wytwornice pary, awaryjną LOCA z małym pęknięciem przy jednoczesnej całkowitej utracie wysokociśnieniowego

wego awaryjnego układu chłodzenia, pęknięcie rurki w wytwornicy pary przy jednoczesnym rozerwaniu rurociągu parowego. Lista ta zostanie zweryfikowana w świetle wyników analiz probabilistycznych. Jeśli chodzi o poważne awaryje, elektrownia planuje wykorzystanie stosownych wyników uzyskanych w ramach regionalnego projektu PHARE.

Oceny bezpieczeństwa i programy dalszych ulepszeń

Oceny bezpieczeństwa

42. Przed uruchomieniem bloku nr 1 w 1998 przygotowano raport bezpieczeństwa (SAR). Jego zawartość odpowiada zawartości raportów bezpieczeństwa sporządzanych w Europie Zachodniej, a sam raport poddano przeglądowi i ocenie przez UJD w ramach rygorystycznego procesu licencjonowania. Ponadto niezależnej oceny raportu SAR dokonało konsorcjum zachodnioeuropejskich organizacji bezpieczeństwa technicznego. Probabilistyczna ocena bezpieczeństwa PSA 1-go poziomu została opracowana w dwóch etapach, w których oceniono stan przed i po modyfikacjach. Ocenę PSA przed modyfikacją przeprowadziło konsorcjum zachodnioeuropejskich organizacji bezpieczeństwa technicznego. Ukończenie PSA po modyfikacjach przewidziano na rok 2000. Zakresy obu tych ocen obejmują tryb pracy przy pełnej mocy i uwzględniają wszystkie istotne zdarzenia inicjujące, włącznie z wewnętrznymi pożarami i zalaniem wodą. Ponadto do PSA 1-go poziomu z roku 2000 dołączone będą pierwsze wyniki probabilistycznej oceny sejsmicznej. Oceny te zostaną uzupełnione analizą PSA dla stanu z wyłączonym reaktorem, której rozpoczęcie zapanowano na rok bieżący.

Program poprawy bezpieczeństwa

43. Program poprawy bezpieczeństwa przedstawiony przez elektrownię i zatwierdzony przez UJD został prawie całkowicie zrealizowany (patrz punkt 36).

Bezpieczeństwo eksploatacyjne

44. Pod względem organizacyjnym elektrownia Mochowce jest podobna do elektrowni Bohu-

nice. Ponadto podczas przygotowań do eksploatacji elektrowni wykorzystano rozległe doświadczenia krajowe i światowe, a przed pierwszym uruchomieniem bloku 1 wprowadzono w życie pewne zaawansowane metody, które – między innymi – obejmują wstępne szkolenia operatorów sterowni z wykorzystaniem pełnowymiarowego symulatora.

Krajowa przemysłowa infrastruktura wsparcia technicznego

45. Słowacja dysponuje zupełnie niezłą infrastrukturą w dziedzinie atomistyki, ponieważ przed podziałem Czechosłowacji pewne ważne instytuty badawcze znajdowały się na terytorium obecnej Słowacji. Instytut Badawczy Wyposażenia Energetycznego (VUEZ) wspiera elektrownie słowackie w badaniach szczelności układu lokalizacji awarii, układów skraplania, projektowania układów bezpieczeństwa, układów filtrowania i wentylacji. Instytut Badawczy Elektrowni Jądrowych (VUJE) zapewnia pomoc techniczną w zakresie szkolenia personelu oraz analiz bezpieczeństwa. Za część infrastruktury można uznać również powiązania z Republiką Czeską, która ma wieloletnie tradycje produkcji wyposażenia technicznego.

Postępowanie z wypalonym paliwem i odpadami na terenie obiektu

46. Do roku 1986 wypalone paliwo było odsyłane do Rosji, gdzie poddawano je przerobowi i ostatecznemu składowaniu. Od roku 1987 wypalone paliwo z elektrowni Bohunice V1 i V2 jest przechowywane w przechowalniku tymczasowym. Prowadzona obecnie rozbudowa przechowalnika umożliwi składowanie paliwa z bloków V1 i V2 do końca przewidywanego okresu ich eksploatacji. Oczekuje się, że rozbudowa ta zostanie zakończona w pierwszej połowie 2000 roku. W elektrowni Mochowce wypalone paliwo można przechowywać w basenach reaktorów przez okres sześciu lat. Przewiduje się, że również na terenie elektrowni Mochowce zostanie wybudowany tymczasowy przechowalnik wypalonego paliwa.

47. Obecnie wszystkie odpady pochodzące z elektrowni jądrowych są przerabiane w Bo-

hunicach. Działają tam trzy zakłady asfaltowania, a także zakłady utylizacji i dekontaminacji. Trwa obecnie rozruch Zakładu Przerobu Odpadów Promieniotwórczych Bohunice, obejmującego instalacje do cementowania, spalania i prasowania odpadów.

Wnioski

48. Praktyki eksploatacyjne we wszystkich słowackich elektrowniach jądrowych są zgodne z odpowiednimi praktykami w Europie Zachodniej.

(i) Bohunice V1, bloki nr 1 i 2

49. Można sformułować następujące wnioski:
- zrewidowane wymogi projektowe dostarczają spójnych celów dla działań zmierzających do zwiększenia bezpieczeństwa elektrowni. Użytkownik dokonał znacznego postępu w dziedzinie ustalania nowego zestawienia awarii projektowych oraz wprowadzania w życie odpowiednich środków zapobiegawczych. W czerwcu 2000 użytkownik przedstawił UJD, w celu dokonania przeglądu, raport bezpieczeństwa, podobny do raportów dla elektrowni zachodnich. Pozostały do wykonania jeszcze pewne prace, ale nie przewiduje się żadnych przeszkód technicznych w tym zakresie i zakończenie ich przewidziano na rok 2000;
 - podjęto szereg działań w celu osiągnięcia i wykazania wystarczającego stopnia zabezpieczenia przed możliwymi awaryjnymi z utratą chłodziwa. Inżynieryjne środki bezpieczeństwa wzmocniono tak, by zapewniły ochronę przy przecieku równoważnym obustronnemu rozerwaniu rurociągu o średnicy 200 mm. Jednak w celu wykazania, że nie dojdzie do stopienia rdzenia oraz że układ lokalizacji awarii funkcjonuje zadowalająco, przeprowadzono ocenę (z wykorzystaniem najlepszych oszacowań) dla obustronnego rozerwania rurociągu o średnicy 500 mm;
 - funkcję lokalizacji skutków awarii wzmocniono w porównaniu z projektem oryginalnym. Uważa się, że w spójny sposób zade-

monstrowano funkcjonowanie zmodyfikowanego układu lokalizacji awarii w przypadku postulowanych zdarzeń. Jednak marginesy bezpieczeństwa w odniesieniu do funkcji zatrzymania substancji promieniotwórczych są mniejsze, niż w reaktorach zachodnich;

- bardzo szeroko zakrojone środki podjęte dla zabezpieczenia się przed ryzykiem pożaru. W odniesieniu do sytuacji sejsmicznej lokalizacji, nie zdefiniowano jeszcze ostatecznej wartości maksymalnego przyspieszenia gruntu, ale jako podstawę programu modernizacji przyjęto konserwatywnie dużą wartość. Ponadto wprowadzono ulepszenia związane z recyrkulacją chłodziwa po awarii LOCA (zatykanie się filtrów prowadzących do zbiorników ściekowych);
- istnieją pojedyncze odstępstwa od praktyki obowiązującej na Zachodzie, które dotyczą postulowanego rozerwania rurociągu parowego i dynamicznych skutków rozerwania rurociągów z czynnikami wysoko energetycznymi. Uwzględnienie uszkodzeń tego typu przed zaworami odcinającymi może wymagać zainstalowania urządzeń zapobiegających drganiom rur. Elektrownia zdaje sobie sprawę z tego problemu i uważa, że jego rozwiązanie jest ściśle związane z przewidywanym jeszcze okresem eksploatacji bloków Bohunice V1;
- jeśli uda się znaleźć rozwiązanie problemów związanych ze zdolnością układu lokalizacji awarii do opanowania awarii LOCA z obustronnym rozerwaniem rurociągu, to elektrownia Bohunice V1 powinna osiągnąć poziom bezpieczeństwa porównywalny z poziomem bezpieczeństwa elektrowni zachodnioeuropejskich z tego samego okresu.

(ii) Bohunice V2, bloki nr 3 i 4

50. Można sformułować następujące wnioski:

- od roku 1990 w elektrowni Bohunice V2 wprowadzono znaczące ulepszenia. Jednak wskazano również i zaplanowano niezbędne udoskonalenia, które należy wprowadzić w celu osiągnięcia zadowalającej niezawodności układów bezpieczeństwa we

wszystkich sytuacjach operacyjnych. Ich wprowadzenie w życie przewidziano na rok 2000 w odniesieniu do zapobiegania zatykaniu się filtrów prowadzących do zbiorników ściekowych oraz na rok 2002 w odniesieniu do modyfikacji układu zasilania wodą wytwornic pary;

- uważa się, że nienaruszalność rurociągu obiegu pierwotnego jest chroniona w sposób zadowalający;
- działanie układu lokalizacji awarii zastosowanego w elektrowni Bohunice V2 przebadano w pełnowymiarowych testach, przeprowadzonych w ramach sponsorowanego przez UE projektu Doświadczalnej Kwalifikacji Wieży Lokalizacji Awarii. Jednak, podobnie jak w przypadku wszystkich układów tego typu, należy jeszcze przeprowadzić szczegółową analizę wyników doświadczalnych tego projektu oraz testy uzupełniające dla awarii rozerwania rurociągu parowego i małej awarii LOCA. Mimo że stopień szczelności układów lokalizacji awarii elektrowni Bohunice V2 jest nieco większy niż osiągany w elektrowniach zachodnich, to jednak skutki radiologiczne awarii projektowych nie byłyby większe niż skutki akceptowane w przypadku reaktorów zachodnioeuropejskich;
- jeśli chodzi o ocenę bezpieczeństwa, to zawartość raportu bezpieczeństwa jest zgodna z tym, czego się generalnie oczekuje od okresowych przeglądów bezpieczeństwa w Europie Zachodniej. Raport ten uzupełniono probabilistyczną oceną bezpieczeństwa. W odniesieniu do awarii pozaprojektowych i poważnych awarii uwzględniono pewne środki zapobiegawcze i wprowadzane są środki łagodzące skutki awarii;
- zaplanowano, że w latach 1999-2006 zostanie wdrożony szeroki program modernizacji, przy czym najważniejsze zmiany istotne dla bezpieczeństwa zostaną wprowadzone do roku 2002;
- w rezultacie poziom bezpieczeństwa bloków elektrowni Bohunice V2 wydaje się generalnie zadowalający. Oczekuje się, że po pełnym wprowadzeniu zmian podnoszących bezpieczeństwo (około roku

2002), poziom bezpieczeństwa tych bloków będzie porównywalny z poziomem powszechnie stwierdzanym w pochodzących z tego samego okresu blokach działających w państwach Europy Zachodniej.

(iii) Mochovce, bloki nr 1 i 2

51. Można sformułować następujące wnioski:

- w porównaniu z poprzednimi reaktorami typu WWER-440/213, w blokach nr 1 i 2 EJ Mochovce już na etapie projektowania wprowadzono szereg modyfikacji. Jednak pewne słabe punkty projektu pozostały, więc w roku 1995, specjalnie dla tej elektrowni jądrowej, opracowano program poprawy bezpieczeństwa obejmujący 87 środków zwiększających bezpieczeństwo. Program ten, który jest na ukończeniu, został poddany przeglądowi przez zachodnioeuropejskie organizacje bezpieczeństwa technicznego;
- uważa się, że nienaruszalność rurociągu obiegu pierwotnego jest chroniona w sposób zadowalający;
- uwzględniając wzmocnienia konstrukcyjne, które poprawiają zachowanie struktury układu lokalizacji awarii, oraz wszystkie wykonane prace analityczne i doświadczalne, układ ten w elektrowni Mochovce został przebadany najdokładniej ze wszystkich rozwiązań tego typu. W przypadku dużej awarii LOCA stopień szczelności układów lokalizacji awarii w blokach 1 i 2 jest porównywalny ze stopniem szczelności osiąganym w elektrowniach zachodnich. Dzięki funkcji skraplania pary, obliczone uwolnienia substancji promieniotwórczych po awarii projektowej nie byłyby większe od uwolnień z wielu elektrowni zachodnich w podobnych warunkach awaryjnych;
- zawartość raportu bezpieczeństwa, sporządzonego przed uruchomieniem bloku nr 1, jest zgodna z zawartością raportów bezpieczeństwa w Europie Zachodniej. Raport ten został uzupełniony probabilistyczną oceną bezpieczeństwa, która zostanie poszerzona tak, by uwzględnić modyfikacje wprowadzone w obiekcie oraz zdarzenia inicjujące w stanach z wyłączonym reaktorem. W odniesieniu do awarii pozaprojektowych i po-

ważnych uwzględniono pewne środki zapobiegawcze i wprowadzane są środki łagodzące skutki tych awarii;

- chociaż potwierdzenie wszystkich części analizy bezpieczeństwa wymaga jeszcze wykonania pewnych prac (np. kwalifikacja układu lokalizacji awarii, charakterystyka sejsmiczna lokalizacji Mochovce), to poziom bezpieczeństwa bloków elektrowni Mochovce jest porównywalny z poziomem bezpieczeństwa elektrowni jądrowych eksploatowanych w Europie Zachodniej.

Literatura

1. Safety improvement programme NPP Bohunice 1. GRS seminar, Berlin Nov.98.
2. Senior regulators meeting, IAEA, Sept. 98, S. Rohar, UJD.
3. V1 and V2 approach for achieving high level safety, IAEA, Illinois meeting, Sept. 97, M. Lipar, UJD.
4. UJD, Annual report 1997.
5. Riskaudit report no 16, Evaluation of Safety Improvement Mochovce NPP, Final report 12/94.
6. International Conference on the Strengthening of Nuclear Safety in Eastern Europe, Vienna, 14-18 June 1999.
7. WENRA Task Force mission to Bohunice and Kozloduy NPPs, 11-22 October 1999.

WNIOSKI

Omawiany raport w sposób całościowy, rzeczowy i kompetentny przedstawia stan bezpieczeństwa jądrowego w krajach kandydujących do Unii Europejskiej. Nie oceniono bezpieczeństwa jądrowego w Polsce, gdyż nasz kraj nie posiada elektrowni jądrowej. Mimo to można wyciągnąć pewne wnioski, które mogą odnosić się do Urzędu dozoru jądrowego w naszym kraju:

- urząd dozoru powinien podlegać bezpośrednio premierowi kraju,
- prezes urzędu jest członkiem organów reagujących w sytuacjach nadzwyczajnych, co jest prawidłowym rozwiązaniem,
- finanse urzędu powinny być zagwarantowane w budżecie kraju,

- urząd zobowiązany jest do śledzenia sytuacji pod względem bezpieczeństwa jądrowego w sąsiadujących krajach (wynika to z potrzeby przygotowania się na sytuacje nadzwyczajne związane z elektrowniami jądrowymi położonymi poza krajem – taka jest organizacja w krajach sąsiadujących),
- urząd powinien w sposób formalny zabezpieczyć sobie wsparcie innych organizacji w kraju jeśli chodzi o dokonywanie ocen sytuacji i wykonywanie ekspertyz.

Poza tym:

- z raportu można wyciągnąć szereg spostrzeżeń odnośnie pracy urzędów dozoru w stosunku do elektrowni jądrowych, które mają w pełni zastosowanie do krajowego reaktora badawczego MARIA,
- powszechniejsza znajomość w społeczeństwie zasad działania urzędów dozoru jądrowego powinna wpłynąć pozytywnie na właściwą i rzetelną ocenę zagrożenia płynącego z pracy elektrowni jądrowych w świecie.
- należy liczyć się z sytuacją, że w przyszłości Unia Europejska zajmie się oceną stanu bezpieczeństwa reaktorów badawczych i składowisk odpadów promieniotwórczych i będą podlegać ocenie nasze obiekty tego typu.

Stosowane skróty

ALS	– System Lokalizacji Awarii <i>Accident Location System</i>
ASSET	– Grupa Oceny Zdarzeń Istotnych dla Bezpieczeństwa (powołana przez MAEA) <i>Assesment of Safety Significant Events Team</i>
ATWS	– przewidywane stany przejściowe bez awaryjnego wyłączenia reaktora <i>Anticipated Transient Without Scram</i>
CEZ	– Czeska Spółka Energetyczna <i>Elektrarenska společnost CEZ a.s.</i>
CPS	– układ sterowania i zabezpieczeń <i>Control and Protection System</i>

ECCS	– układ awaryjnego chłodzenia rdzenia reaktora <i>Emergency Core Cooling System</i>
EJ	– elektrownia jądrowa
EOP	– procedury postępowania w sytuacjach awaryjnych <i>Emergency Operating Procedures</i>
feed&bleed	– procedura dostarczania i upustu wody chłodzącej po stronie obiegu pierwotnego
GRS	– Gesellschaft für Reaktor Sicherheit GmbH (Niemcy)
INES	– Międzynarodowa Skala Zdarzeń Jądrowych <i>International Nuclear Event Scale</i>
IPERS	– Międzynarodowa Grupa ds. Wykonywania Przeglądów (powołana przez MAEA) <i>International Peer Review Service</i>
I&C	– aparatura pomiarowa i sterująca <i>Instrumentation and Control</i>
LBB	– monitorowanie przecieku przed rozerwaniem rurociągu <i>Leak-Before-Break</i>
LOCA	– awaria utraty chłodziwa w obiegu pierwotnym <i>Loss of Coolant Accident</i>
MAEA	– Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej w Wiedniu <i>International Atomic Energy Agency (IAEA)</i>
NDT	– Badania Nieniszczące <i>Non-Destructive Testing</i>
NRCRA	– Państwowa Komisja ds. Awarii Radiacyjnych (Czechy)
OSAR	– eksploatacyjny raport bezpieczeństwa <i>Operational Safety Analysis Report</i>
OSART	– Zespół do Oceny Bezpieczeństwa Eksploatacji (powoływany przez MAEA) <i>Operational Safety Review Team</i>
pre-OSART	– Zespół do Wstępnej Oceny Bezpieczeństwa Eksploatacji (powoływany przez MAEA) <i>Pre-Operational Safety Review Team</i>

PSA	– probabilistyczna analiza bezpieczeństwa <i>Probabilistic Safety Assesment</i>
QA	– procedura zapewnienia jakości <i>Quality Assurance</i>
RBMK	– reaktor kanałowy dużej mocy <i>Reaktor Bolszoi Moszcznosti Kanalnyj</i>
RSR	– przegląd raportu bezpieczeństwa <i>review of safety report</i>
SPSA	– probabilistyczna analiza bezpieczeństwa przy wyłączonym reaktorze <i>shutdown PSA</i>

US NRC	– Komisja Dozoru Jądrowego w USA <i>US Nuclear Regulatory Commission</i>
WANO	– Światowe Stowarzyszenie Operatorów Elektrowni Jądrowych <i>World Association of Nuclear Operators</i>
WENRA	– Zachodnioeuropejskie Stowarzyszenie Dozorów Jądrowych <i>Western European Nuclear Regulators' Association</i>
WWER	– wodny reaktor ciśnieniowy <i>Wodo-Wodjanoj Energeticzeskij Reaktor</i>

Notka o autorze

Andrzej T. Mikulski – dr inż. energetyki jądrowej, adiunkt w Instytucie Energii Atomowej w Świerku, specjalista w Departamencie Bezpieczeństwa Jądrowego i Radiacyjnego Państwowej Agencji Atomistyki w Warszawie

15 LAT PO AWARII W CZARNOBYLU (Informacja Państwowej Agencji Atomistyki)

Przypomnienie podstawowych faktów

26 kwietnia 1986 r. wydarzyła się najpoważniejsza awaria w historii przemysłu jądrowego. W następstwie awarii zniszczeniu uległ jeden z czterech reaktorów typu RBMK elektrowni jądrowej w Czarnobylu na Ukrainie (w owym czasie w Związku Radzieckim). Reaktory RBMK zawierają grafit (substancję palną) jako moderator i wodę (chłodziwo), która przy gwałtownym wzroście mocy może odparować, co może w konsekwencji doprowadzić do zapłonu grafitu. Reaktory tego typu nie były stosowane – poza Związkiem Radzieckim – nigdzie na świecie; nie uzyskałyby zezwolenia na budowę i eksploatację.

Głównymi przyczynami katastrofy w Czarnobylu było połączenie poważnych błędów konstrukcyjnych rdzenia i systemu wyłączania reaktora z drastycznym pogwałceniem procedur obsługi reaktora.

Zniszczenie reaktora zapoczątkowały niedozwolone i źle pomyślane eksperymenty, przeprowadzone w czasie eksploatacji obiektu. Bezpośrednią przyczyną zniszczenia zarówno reaktora jak i budynku, w którym się on znajdował, był wybuch chemiczny wodoru, uwolnionego z pary wodnej, która – po zniszczeniu obiegów chłodzenia – oddziaływała z cyrkonem koszulek prętów paliwowych i z grafitem. Gwałtowny pożar, jaki wybuchł w następstwie eksplozji wodoru spowodował niekontrolowane uwalnianie się do otoczenia i do atmosfery dużej ilości substancji promieniotwórczych. Najbardziej lotne izotopy (gazy szlachetne, izotopy jodu i cezju) wyrzucone na wysokość ponad 1000 m przesuwały się z masami powietrza i stopniowo osiadały na powierzchni ziemi, powodując skażenia niemal w całej Europie. Skażenia te były bardzo nierównomierne – zależały od kierunków wiatrów w Europie i od lokalnych warunków meteorologicznych.

Największe skażenia wystąpiły w otoczeniu elektrowni, z tym, że były one bardzo różne w różnych miejscach. Znaczne były też skażenia

części obszarów Białorusi, Ukrainy i Rosji w odległości do 200-300 km od miejsca awarii.

Skażenia promieniotwórcze spowodowały, że ludzie otrzymali dawki promieniowania, które miały lub mogą mieć w przyszłości wpływ na ich stan zdrowia.

Następstwa zdrowotne awarii

Opublikowany we wrześniu 2000 i liczący ponad 1200 stron najnowszy raport Komitetu Naukowego Narodów Zjednoczonych ds. Skutków Promieniowania Atomowego (UNSCEAR) w następujący sposób określa zagrożenie zdrowia ludności silnie skażonych opadem radioaktywnym rejonów Białorusi, Rosji i Ukrainy (fragment końcowych wniosków przygotowanych dla Zgromadzenia Ogólnego NZ):

„Poza wzrostem raków tarczycy nie zaobserwowano żadnego wzrostu zachorowań i zgonów na nowotwory złośliwe, które mogłyby być spowodowane promieniowaniem jonizującym. Ryzyko zachorowania na białaczkę, będące jednym z większych zagrożeń (białaczka jest pierwszym nowotworem, jaki pojawia się po napromienowaniu, ponieważ jego okres utajenia jest krótki, wynosi od 2 do 10 lat), nie uległo podwyższeniu, nawet wśród członków ekip ratowniczych. Nie ma również jakichkolwiek dowodów wzrostu zachorowań na choroby nie nowotworowe, wywołane promieniowaniem. Natomiast na szeroką skalę wystąpiły reakcje psychologiczne wywołane wypadkiem.”

„Liczba raków tarczycy (około 1800) u osób napromieniowanych w dzieciństwie, zwłaszcza w silnie skażonych rejonach trzech krajów (Białorusi, Ukrainy i Rosji), jest znacznie większa niż oczekiwano na podstawie dotychczasowej wiedzy. Wysoki stopień zachorowalności i krótki okres ujawniania się tych raków (1 rok po napromienieniu zamiast około 10 lat) są nietypowe.”

Także raporty wielu organizacji międzynarodowych takich jak WHO (Światowa Organizacja

Zdrowia), NEA/OECD (Agencja Energii Atomowej/Organizacji Współpracy Ekonomicznej i Rozwoju) oraz Komisji Europejskiej nie stwierdzają innych – poza licznymi przypadkami zachorowań na raka tarczycy – różnic w stanie zdrowia wśród ludności ewakuowanej i żyjącej na terenach skażonych oraz ludności żyjącej na terenach nieskażonych.

Warto w tym miejscu zauważyć, że w Finlandii, Szwecji i w innych krajach znajdują się obszary, gdzie poziom promieniowania ze źródeł naturalnych jest wyższy niż na obszarach Białorusi, Ukrainy i Rosji uznanych za skażone w wyniku awarii czarnobylskiej. W wymienionych krajach skandynawskich (i innych) nie stwierdzono, aby wysokie tło promieniowania naturalnego było groźne dla ludzi. Nikogo z tego powodu nie ewakuowano. Przeciętna długość życia mieszkających tam ludzi należy do najdłuższych w Europie.

Liczne sensacyjne doniesienia na temat innych skutków podniesionego poziomu promieniowania jonizującego w wyniku awarii w Czarnobylu pojawiające się w mediach należy więc uznać za nieprawdziwe.

Można jednak mówić o znacznych pośrednich zdrowotnych konsekwencjach katastrofy w Czarnobylu. Przeprowadzono kilkanaście poważnych studiów dotyczących społecznych i psychologicznych skutków oraz reakcji ludzi na awarię w Czarnobylu. Stwierdzono występowanie znacznych nie radiacyjnych zaburzeń i symptomów mających wpływ na zdrowie, takich jak lęk, depresja, zaburzenia snu, brak równowagi emocjonalnej, niezdolność do koncentracji i różne zaburzenia psychosomatyczne, wynikające ze stresu psychicznego. Efekty psychosomatyczne były wynikiem m.in. braku informacji bezpośrednio po awarii. Stres i urazy będące następstwem przymusowych przesiedleń, zerwanie więzi społecznych, lęk przed radiacją niszczyły i mogą również w przyszłości niszczyć zdrowie wielu ludzi.

Dodatkowo, mogą również występować efekty psychospołeczne, których przyczyną jest kryzys ekonomiczny po rozpadzie ZSRR, i których nie da się odróżnić od wymienionych wyżej konsekwencji psychosomatycznych katastrofy w Czarnobylu.

Konsekwencje katastrofy w Czarnobylu pogłębione politycznymi, ekonomicznymi i spo-

łecznymi zmianami ostatnich lat, doprowadziły do pogorszenia jakości ludzkiego życia i zdrowia i miały negatywny wpływ na społeczną aktywność. Dodatkowo sytuację komplikowało rozprzestrzenianie się niekompetentnych i fałszywych informacji na temat konsekwencji katastrofy i metod jej złagodzenia (zwłaszcza w pierwszych latach po wypadku).

Brak możliwości oceny skutków zdrowotnych katastrofy w Polsce

Nie ma dotąd żadnych pewnych doniesień o zauważalnych zdrowotnych następstwach awarii czarnobylskiej w Polsce. Dawki, jakie otrzymali Polacy były tak małe, że nie mogą prowadzić do żadnych uchwytanych klinicznie skutków. Dotyczy to również możliwości zachorowań na raka tarczycy u dzieci polskich; ewentualność ta nie może być stwierdzona w żadnych badaniach epidemiologicznych.

Inne skutki katastrofy

Do chwili obecnej nie stwierdzono skutków promieniowania po awarii czarnobylskiej na populacje zwierząt lub ekosystemy. Mimo to ewentualne zmiany genetyczne powinny być uważnie badane, gdyż około 30 tys. km² na Białorusi, na Ukrainie i w Rosji uznano za obszary skażone lub „dotknięte katastrofą” ze względu na obecność promieniotwórczego ceszu, którego okres połowicznego rozpadu wynosi ok. 30 lat. Istnieją poważne problemy z dezaktywacją tych terenów, ze skażeniem żywności pochodzącej stamtąd, która będzie jeszcze przez dziesięciolecia wykazywać zawartość izotopów promieniotwórczych przekraczającą poziom uważany za dopuszczalny.

Można mówić również o skutkach społecznych, ekonomicznych, instytucjonalnych i politycznych awarii. Przesiedlenia, ewakuacje, obawa przed promieniowaniem spowodowały zmniejszenie liczby urodzeń, braki w zatrudnieniu i odejście fachowców. Różnego rodzaju restrykcje wprowadzone po to, aby zmniejszyć narażenie na promieniowanie utrudniają normalną pracę przemysłu i rolnictwa. Występują kłopoty ze sprzedażą i eksportem niektórych towarów. To prowadzi do ubożenia ludzi i kolejnych stre-

sów, co jak już wskazywano, ma wpływ na zdrowie ludzi.

Powaznym problemem pozostał tzw. sarkofag wokół zniszczonego reaktora, w którym znajduje się około 200 ton zużytego i świeżego paliwa, zmieszanego z materiałami budowlanymi, głównie w postaci pyłów. Także materiały radioaktywne oraz skażone urządzenia i przedmioty zakopane na terenach zamkniętych mogą – bez odpowiedniego dozoru – stanowić znaczne ryzyko skażenia wód gruntowych.

Katastrofa w Czarnobylu miała i ma nadal ogromny wpływ na zahamowanie rozwoju energetyki jądrowej na świecie. Wszystkie badania opinii społecznej pokazują, że od czasu Czarnobyla ludzie bardziej „boją się atomu”. Dla wielu ludzi, także dla Polaków energetyka jądrowa bardziej kojarzy się obecnie z zagrożeniem niż z dobrodziejstwem.

* * *

Państwowa Agencja Atomistyki uważa za swój obowiązek prezentowanie takich informacji o katastrofie i jej skutkach, które – jako zweryfi-

owane przez uznane organizacje i instytucje międzynarodowe i przez niezależnych ekspertów – są najbardziej wiarygodne.

Jednocześnie PAA stwierdza, że definitywne zamknięcie 3 bloku, a tym samym całej elektrowni w Czarnobylu w grudniu 2000 r. ma pozytywny wpływ na bezpieczeństwo jądrowe w naszej części Europy.

Z kolei udział Polski w międzynarodowym Planie Wdrożenia Budowy Osłony -Sarkofagu (*Shelter Implementation Plan – SIP*) i w kosztach z tym związanych jest dowodem na to, że Polska nie tylko deklaratywnie, ale rzeczywiście aktywnie uczestniczy w pracach i projektach, których celem jest zwiększenie bezpieczeństwa jądrowego, a w konsekwencji zwiększenia poczucia bezpieczeństwa obywateli Polski.

Można mieć nadzieję, że zamykanie elektrowni starego typu, takich jak elektrownia jądrowa w Czarnobylu, szerokie prezentowanie informacji o rzeczywistych skutkach awarii i wpływ czasu spowodują, że katastrofa w Czarnobylu nie będzie już kładła się cieniem na energetykę jądrową, która potrzebna jest światu dla jego zrównoważonego rozwoju.