II SZKOŁA ENERGETYKI JĄDROWEJ

Warszawa
3–5 listopada 2009

Organizatorzy

Instytut Energii Atomowej POLATOM
Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Polskie Towarzystwo Nukleoniczne

Patronat

Ministerstwo Gospodarki
Prezes PGE Polskiej Grupy Energetycznej S. A.

Sponsorzy

PGE Polska Grupa Energetyczna

EDF

ERNST & YOUNG
Quality In Everything We Do

SPIS REFERATÓW

I. ZAGADNIENIA OGÓLNE ENERGETYKI JĄDROWEJ

1. Zdzisław Celiński
   REAKTORY JĄDROWE - TYPY I CHARAKTERYSTYKI

2. Antoni Dmowski, Łukasz Rosłaniec
   ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII - MOŻLIWOŚCI I OGRANICZENIA
   W WARUNKACH POLSKICH

3. Tomasz Jackowski
   PRZYGOTOWANIE INFRASTRUKTURY
   DLA BUDOWY PIERWSZEJ ELEKTROWNI JĄDROWEJ W POLSCE

4. Jolanta Naniewicz
   WPŁYW ELEKTROWNI JĄDROWYCH W CZASIE NORMALNEJ PRACY
   NA ZDROWIE LUDZI I ŚRODOWISKO

5. Andrzej Strupczewski
   BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROWNI JĄDROWYCH DAWNIEJ I DZISIAJ

6. Mirosław Duda
   DLACZEGO POLSKA POTRZEBUJE ENERGETYKI JĄDROWEJ?

II. CYKL PALIWOWY ENERGETYKI JĄDROWEJ

1. Uros Radović
   PORÓWNANIE WPŁYWU NA ZDROWIE CZŁOWIEKA
   RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII -WYNIKI BADAŃ W PROGRAMIE ExtemE

2. Andrzej Strupczewski
   WPŁYW ENERGETYKI JĄDROWEJ NA BILANS ENERGETYCZNY
   I NA EMISJE CO_2

3. Andrzej Chmielewski
   NA JAK DŁUGO STARCZY PIERWIASTKÓW ROZSZCZEPIALNYCH

4. Stefan Chwaszczewski
   CYKL PALIWOWY - OTWARTY CZY ZAMKNIĘTY

5. Krzysztof Madaj
   DOŚWIADCZENIA Z 50 LAT
   UNIESZKODLIWIANIA ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH W POLSCE

6. Janusz Włodarski
   UNIESZKODLIWIANE ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH - PERSPEKTYWY
   DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ

7. Łukasz Kuźniarski
   ENERGETYKA JĄDROWA W SIECI – STRONY INTERNETOWE
   INSTYTUTU ENERGII ATOMOWEJ POLATOM

III. MOŻLIWOŚCI I ZADANIA ZWIĄZANE Z BUDOWĄ ELEKTROWNI JĄDROWYCH W POLSCE

1. Stefan Chwaszczewski
   NOWE ROZWIĄZANIA REAKTORÓW GENERACJI III+ OFEROWANYCH
   DLA KRAJÓW UNII EUROPEJSKIEJ

2. Michel Debes
   EDF JAKO LIDER PRODUKCJI ENERGII JĄDROWEJ (prezentacja)

3. Andrzej Strupczewski
   ASPEKTY EKONOMICZNE ROZWOJU ELEKTROWNI JĄDROWYCH

4. Mieczysław Budzyński
   SZKOLENIE KADR DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

5. Stanisław Latek
   POSTAWY SPOŁECZEŃSTWA POLSKIEGO
   DO ENERGETYKI JĄDROWEJ (prezentacja)

6. Krzysztof Rzymkowski
   ZAGROŻENIA ZE STRONY ORGANIZACJI TERRORYSTYCZNYCH
   I ŚRODKI BEZPIECZEŃSTWA

7. Władysław Kiełbasa
   LOKALIZACJA ELEKTROWNI JĄDROWYCH W POLSCE

REAKTORY JĄDROWE – TYPY I CHARAKTERYSTYKI

Zdzisław Celiński
Politechnika Warszawska, Warszawa

1. SZCZYPTA HISTORII

Wszystko zaczęło się od przypadkowego rozszczepienia jądra uranu przez Otto Hahna i Fritza Strassmana w grudniu 1938 r. Bombardując uran neutronami spodziewali się uzyskiwać transuranowce z jądrami cięższymi od masy jądra atomu uranu. Ku zaskoczeniu badaczy w eksperymencie pojawiły się jądra atomów baru o masach około połowy masy jąder atomów uranu. Teoretyczne wytłumaczenie zjawiska jako rozszczepienie jądra uranu, dali dopiero Otto Frisch i Liza Meitner (współpracownica O. Hahna, pochodzenia żydowskiego, przebywająca już wtedy na emigracji w Szwecji). Opublikowanie tych badań w styczniu 1939 roku stało się wielką sensacją na świecie naukowym. Rozpoczął się niebywale aktywny okres badań atomowych – wiele laboratoriów badawczych na świecie (USA, Francja, W. Brytania, ZSRR) włączyło się do eksperymentów. Niels Bohr opracował teoretycznie mechanizm rozszczepienia (model kroplowy). Rozpoczęto spekulować jak wielkie ilości energii można wyzwolić i jak je można pokojowo spożytkować. Stwierdzono, że rozszczepieniu towarzyszy emisja neutronów co umożliwia podtrzymanie reakcji (reakcja łańcuchowa). Stwierdzono, że rozszczepieniu ulegają tylko jądra uranu-235 – izotopu występującego jedynie w znikomych ilościach w uranie naturalnym. Lawina publikowanych w czasopismach światowych artykułów i doniesień z laboratoriów atomowych została gwałtownie przerwana z chwilą wybuchu wojny we wrześniu 1939 roku. Zaprzestano publikacji wyników badań w ogólno dostępnych czasopismach – badania zostały praktycznie utajnione.

Rozpoczął się nowy etap w badaniach. Wśród uczonych umocniło się przekonanie o możliwości wykorzystania rozszczepienia uranu do wytworzenia nowej, niszczycielskiej broni o niespotykanej dotąd sile. Obawa przed opanowaniem tej broni przez uczonych niemieckich i dostaniem się jej w ręce Hitlera skłoniło kilku czołowych fizyków (Einstein, Szilard, Wigner, Sachs) do zwrócenia się w tej sprawie do Roosevelta, prezydenta Stanów Zjednoczonych. Tak narodził się pod zakodowaną nazwą „Projektu Manhattan" największy w dziejach program badawczy (pochłonął ok. 2 mld dol.- sumę ogromną w ówczesnych czasach) zakończony wyprodukowaniem bomby atomowej. Bardzo dużą rolę w jego realizacji odegrali fizycy europejscy pochodzenia żydowskiego, uciekinierzy przed prześladowaniami hitlerowskich Niemiec.

Pierwszy na świecie reaktor jądrowy (o znikomej jeszcze mocy), w którym uzyskano kontrolowaną reakcję łańcuchową uruchomiono w grudniu 1942 roku (Fermi) na uniwersytecie w Chicago. Reaktor zwany wówczas „stosem atomowym", zbudowano z dużej liczby bloków grafitowych (moderator) i uranu naturalnego (paliwo). Tak rozpoczęła się era wykorzystania energii jądrowej.

Bezpośrednio po wojnie powołano w Stanach Zjednoczonych Komisję Energii Atomowej, której zadaniem był m.in. rozwój metod pokojowego wykorzystania energii jądrowej. Powstało wtedy w wielu amerykańskich ośrodkach badawczych mnóstwo koncepcji rozwiązań reaktorów jądrowych, wiele z nich zbudowano i badano w laboratoriach.

Pierwszą na świecie instalację do wytwarzania energii elektrycznej ze źródłem ciepła w postaci reaktora jądrowego uruchomiono w 1951 r. w Stanach Zjednoczonych. Reaktorem był reaktor na neutronach prędkich chłodzony sodem EBR-1 o niewielkiej mocy cieplnej 1,2 MW, dostarczający 0,2 MW mocy elektrycznej.

Powstała również koncepcja reaktora ciśnieniowego chłodzonego i moderowanego lekką wodą jako napędu łodzi podwodnych. Reaktor taki zbudowano i przebadano w laboratorium w Idaho w latach 1948 – 1953. Zamontowano go na pierwszej na świecie atomowej łodzi podwodnej, „Nautilius" zwodowanej w 1955 r. Producentem reaktora była amerykańska firma Westighouse. W Shippingport uruchomiono wojskowy program badawczy nad rozwojem podobnego typu reaktora do napędu samolotów. Gdy przerwano prace nad tym programem zapadła w roku 1953 decyzja o przekazaniu ośrodka do badań nad rozwojem cywilnych reaktorów energetycznych. Wykorzystując istniejące urządzenia i zebrane już doświadczenia z pracy reaktorów wodnych, ciśnieniowych (PWR), uruchomiono w grudniu 1957 r. pierwszą elektrownię z reaktorem PWR o mocy elektrycznej 60 MW. Zdeterminowało to kierunek dalszego rozwoju energetyki jądrowej. Wybór reaktora typu PWR jako podstawy energetyki jądrowej w Stanach Zjednoczonych był więc raczej przypadkowy, uwarunkowany przemysłowym opanowaniem jego produkcji dla potrzeb wojskowych. W ten sposób reaktor typu PWR i jego producent, firma Westinghouse zyskały u samego startu silną przewagę nad konkurencyjnymi rozwiązaniami, zapewniając sobie dominującą pozycję w amerykańskiej energetyce jądrowej.

W następnych latach szybko wzrastała moc jednostkowa reaktorów PWR (do 1500 MW dzisiaj) i ich liczba. Stanowią one obecnie znakomitą większość reaktorów pracujących w elektrowniach jądrowych na świecie. Przyczyną tego są nie tyle zalety tego typu reaktora, ile wysoki stopień jego rozwoju (osiągnięty zresztą w początkowym okresie na koszt badań wojskowych). Rozwój innych, choćby obiecujących typów reaktorów napotykał później na trudności finansowe i niechęć przemysłu energetycznego, który preferuje sprawdzone rozwiązania.

W ZSRR pierwszą instalację, mającą już cechy niewielkiej doświadczalnej elektrowni jądrowej, uruchomiono w 1954 roku w Obnińsku („pierwsza na świecie"). Dostarczała ona jedynie ok. 5 MW mocy elektrycznej. Źródłem ciepła był reaktor grafitowy, kanałowy chłodzony wodą (pierwowzór reaktora RBMK).

Pierwszą na świecie elektrownię zawodową (pracującą z powodzeniem kilkadziesiąt lat w brytyjskim systemie elektroenergetycznym) uruchomiono w Calder Hall w W. Brytanii. Pierwszy blok elektrowni o mocy elektrycznej 60 MW oddano do eksploatacji w 1956 roku. Źródłem ciepła był reaktor grafitowy chłodzony gazem (CO_2) typu Magnox.

Pierwszymi reaktorami we Francji były reaktory typu GCR (grafitowe chłodzone gazem) o mocach elektrycznych 40 MW każdy. Pierwszy z nich uruchomiono w 1958 roku w Marcoule. W latach 80-tych wyłączono je ostatecznie z eksploatacji i zastąpiono reaktorami typu PWR.

Zarówno we Francji, w W. Brytanii jak i w ZSRR cywilny przemysł budowy reaktorów jądrowych narodził się z wojskowych programów zbrojeń atomowych. Reaktory Magnox, GCR czy też RBMK umożliwiają wymianę paliwa w czasie pracy reaktora, co pozwala na produkcję plutonu o wysokiej czystości wymaganej przy produkcji broni jądrowej (jest to tzw. I-a generacja reaktorów energetycznych).

2. KLASYFIKACJA REAKTORÓW JĄDROWYCH

Wielość typów reaktorów, o różnych konstrukcjach i przeznaczeniach, opartych na różnych koncepcjach fizykalnych skłania do wprowadzenia pewnej systematyki. Kryteriów klasyfikacji reaktorów jądrowych może być bardzo wiele, najważniejsze z nich to:

- przeznaczenie reaktorów,
- energia neutronów wywołujących rozszczepienia,
- rodzaj i charakterystyka paliwa,
- konstrukcja reaktorów,
- budowa rdzenia,
- rodzaj moderatora i chłodziwa
- system odprowadzania ciepła.

2.1. Przeznaczernie reaktorów

Ze względu na przeznaczenie reaktory można podzielić na:

- **reaktory energetyczne** przeznaczone do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych;
- **reaktory ciepłowniane** wytwarzające ciepło do celów ogrzewczych w ciepłowniach jądrowych;
- **reaktory wysokotemperaturowe** wytwarzające ciepło do celów technologicznych;
- **reaktory badawcze** przeznaczone do prowadzenia w nich prac badawczych - głównie badań fizykalnych wykorzystujących wiązki neutronów do badań struktury ciał stałych oraz do badań materiałów i paliw reaktorowych;
- **reaktory napędowe** przeznaczone do napędu łodzi podwodnych, lodołamaczy, statków handlowych itd.;
- **reaktory wytwórcze** przeznaczone do produkcji plutonu (z reguły reaktory wojskowe pracujące w przemyśle zbrojeniowym pod kontrolą władz wojskowych);
- **reaktory szkoleniowe**, zwane często reaktorami uniwersyteckimi, z reguły bardzo małej mocy, przeznaczone do celów dydaktycznych;
- **reaktory do celów specjalnych**, np. do produkcji radioizotopów, odsalania wody morskiej itp.

Często reaktory spełniają podwójną a nawet potrójną rolę, np. wiele reaktorów energetycznych dostarcza ciepła do ogrzewania sąsiednich wsi i miasteczek, spełniając rolę reaktora energetycznego i ciepłownianego. Reaktory wysokotemperaturowe obok produkcji ciepła do celów technologicznych zazwyczaj produkują również energię elektryczną (z wyższą sprawnością niż w typowych reaktorach energetycznych). Reaktory badawcze są często również reaktorami szkoleniowymi, a bardzo często używa się ich do produkcji radioizotopów. Reaktor przeznaczony do odsalania wody morskiej (w Szewczenko, b. ZSRR) dostarczał jednocześnie 150 MW mocy elektrycznej do sieci elektroenergetycznej.

2.2. Energia neutronów

Jednym z ważniejszych kryteriów podziału reaktorów jest podział na reaktory **prędkie** i **termiczne**. Obie nazwy pochodzą od energii dominującej grupy neutronów wywołujących rozszczepienia. Energię neutronów umownie podzielono na trzy grupy:

- *neutrony termiczne*, tj. neutrony o energiach do 0,1 eV,
- *neutrony prędkie*, tj. neutrony o energiach powyżej 1 MeV,
- *neutrony epitermiczne*, pokrywające zakres pośrednich energii.

Wartości graniczne między grupami - 0,1 eV i 1 MeV są dosyć umowne, można przyjmować, jak to robi wielu autorów, nieco inne wartości.

W reaktorach termicznych zdecydowana większość rozszczepień zachodzi w wyniku pochłonięcia przez jądra U-235 neutronów o energiach termicznych. Jedynie niewielka część rozszczepień (ok. 3%) zachodzi w wyniku pochłonięcia neutronów prędkich przez jądra U-235 i U-238.

W reaktorach prędkich praktycznie nie ma neutronów termicznych (wobec braku ośrodków moderujących).

2.3. Paliwo reaktorowe

Biorąc pod uwagę różnorodność rodzajów i charakterystyk paliw reaktorowych, reaktory można podzielić z uwagi na:

- rodzaj paliwa,
- stopień wzbogacenia,
- postać chemiczną,
- konstrukcję elementów paliwowych.

Rodzaj paliwa. Paliwem mogą być izotopy rozszczepialne uranu (U-235 i U-238) lub plutonu (Pu-239). W zasadzie w reaktorach termicznych używa się jako paliwa uranu, a w prędkich plutonu. Pluton może być jednak również wykorzystywany w reaktorach termicznych, kiedy wchodzi w skład paliwa mieszanego, uranowo-plutonowego (MOX).

Stopień wzbogacenia. W różnego typu reaktorach z paliwem uranowym stosuje się różny stopień wzbogacenia uranu w izotop rozszczepialny, stąd rozróżnia się reaktory pracujące na:

- uranie *naturalnym* (reaktory gazowe, ciężkowodne),
- uranie *niskowzbogaconym* (2…5% U235, wszystkie energetyczne reaktory lekkowodne, niektóre reaktory gazowe),
- uranie *średniowzbogaconym* (większość reaktorów badawczych),
- uranie *wysokowzbogaconym* (ponad 90% U-235, reaktory wysokotemperaturowe, niektóre reaktory badawcze).

Konieczny stopień wzbogacenia zależy od konstrukcji rdzenia i rodzaju materiałów zawartych w rdzeniu (przede wszystkim od ich zdolności pochłaniania neutronów).

Postać chemiczna. Najważniejsze postacie chemiczne, pod jakimi używane jest paliwo to:

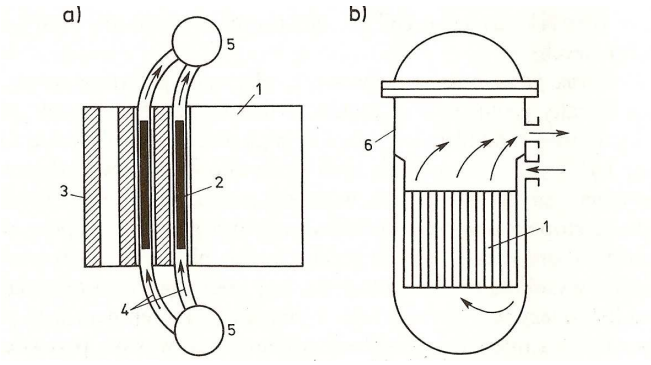
- *uran metaliczny* (w niskotemperaturowych reaktorach gazowych oraz w reaktorach badawczych),

- *dwutlenek uranu* UO_2 (we wszystkich energetycznych reaktorach wodnych, niektórych reaktorach wysokotemperaturowych, niektórych niskotemperaturowych reaktorach gazowych),
- *węglik uranu UC* (w niektórych reaktorach wysokotemperaturowych).

Konstrukcja elementów paliwowych. Elementy paliwowe mogą mieć różne kształty geometryczne: prętów, cylindrów, pastylek, rurek, płytek, kul itp. Paliwo zamknięte jest szczelnie w „koszulkach", które z kolei mogą być wykonywane z różnych materiałów: stopów cyrkonu (jak w energetycznych reaktorach wodnych), stali nierdzewnej (reaktory prędkie), stopów magnezu (niektóre reaktory gazowe), stopów aluminium (niektóre reaktory badawcze), powłok pirowęglowych (niektóre reaktory wysokotemperaturowe). Rodzaj zastosowanego materiału na koszulki zależy od stawianych wymagań jak: temperatura pracy, odporność na utlenianie, trwałość mechaniczna, wysoka przewodność i stabilność cieplna, słabe pochłanianie neutronów itp.

2.4. Konstrukcja reaktorów

Rozróżnia się dwa podstawowe rozwiązania konstrukcji energetycznych reaktorów wodnych: *zbiornikowe* (reaktory typu PWR, BWR) oraz *kanałowe* (reaktory typu CANDU, RBMK). Porównanie obu konstrukcji pokazuje rys. 2.1. W reaktorze zbiornikowym rdzeń jest zamknięty w grubościennym zbiorniku stalowym (przystosowanym jak choćby w reaktorze PWR do wytrzymywania ciśnień rzędu 15 MPa). W reaktorach kanałowych pod wysokim ciśnieniem znajdują się jedynie kanały o niewielkiej średnicy, zawierające pojedyncze zestawy paliwowe. Każde z rozwiązań ma swoje wady i zalety.



Rys. 2.1. Zasada budowy reaktora kanałowego (a) i zbiornikowego (b); 1 – rdzeń reaktora, 2 – zespół paliwowy, 3 – moderator, 4 – ciśnieniowe kanały, paliwowe, 5 – kolektory wodne, 6 – ciśnieniowy zbiornik reaktora.

W reaktorach prędkich, gdzie przyjęto system zbiornikowy, rozróżnia się dwa rozwiązania konstrukcyjne tego systemu: *układ zintegrowany* (zwany także *układem basenowym*), w którym cały obwód pierwotny, z rdzeniem, pompami i wymiennikami ciepła jest zamknięty w zbiorniku reaktora, oraz *układ niezintegrowany* (zwany tez układem *pętlowym*), w którym zbiornik zawiera jedynie rdzeń reaktora.

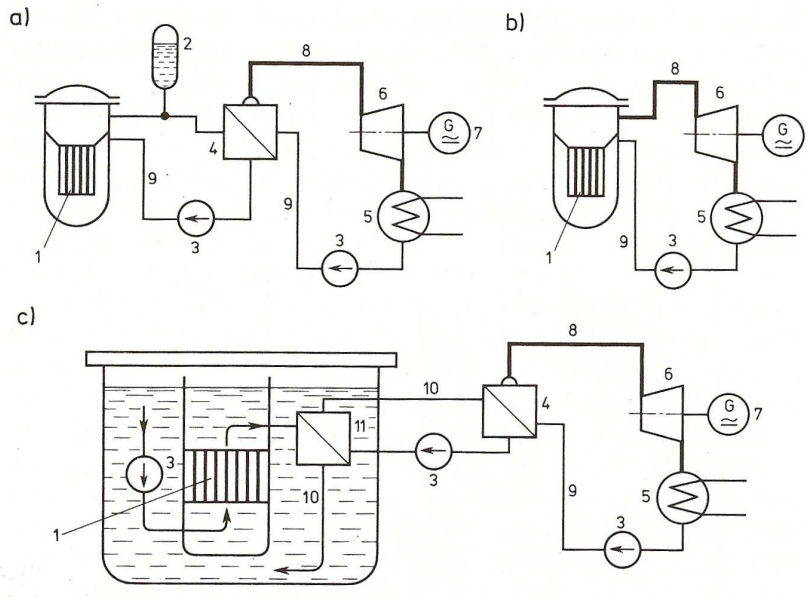
Z punktu widzenia eksploatacyjnego reaktory można podzielić na reaktory z ciągłą wymianą paliwa (tj. w czasie pracy reaktora bez konieczności jego wyłączania) oraz z okresową wymianą paliwa (po zakończeniu kampanii paliwowej i wyłączeniu reaktora). Oba typy reaktorów różnią się zasadniczo rozwiązaniami konstrukcyjnymi. Do pierwszej grupy należą reaktory kanałowe (CANDU, RBMK) oraz gazowe i wysokotemperaturowe, natomiast do drugiej reaktory zbiornikowe.

2.5. Rodzaj moderatora i chłodziwa

W lekkowodnych reaktorach energetycznych woda spełnia jednocześnie dwie funkcje: *moderatora* i *chłodziwa*.

W innych typach reaktorów funkcje te są rozdzielone. Jako moderator może służyć ciężka woda, lekka woda, grafit, beryl. Jako chłodziwa używa się: lekkiej lub ciężkiej wody, dwutlenku węgla, helu, gazów dysocjujących (N_2O_4), ciekłego sodu, substancji organicznych itd. Wywodzą się stąd często spotykane określania: reaktory *wodne*, *ciężkowodne*, *gazowe*, *sodowe*, *helowe*, *grafitowe* itd.

Jeśli ciekłe chłodziwo (lekka woda, ciężka woda) jest doprowadzana w rdzeniu do wrzenia, to reaktory takie zwie się *wrzącymi* (np. BWR).



Rys. 2.2. Systemy pracy reaktorów energetycznych: a – dwuobiegowy – PWR; b – jednoobiegowy – BWR; c – trzyobiegowy – FBR; 1 – rdzeń reaktora, 2 – stabilizator ciśnienia, 3 – pompa cyrkulacyjna, 4 – wymiennik ciepła (wytwornica pary), 5 – skraplacz (kondensator), 6 – turbina parowa, 7 – prądnica (generator), 8 – para, 9 – woda, 10 – sód, 11 – wymiennik ciepła sód/sód.

2.6. System odprowadzania ciepła

Z tego punktu widzenia można wyróżnić reaktory pracujące w systemie:

- jednoobiegowym,
- dwuobiegowym,
- trzyobiegowym.

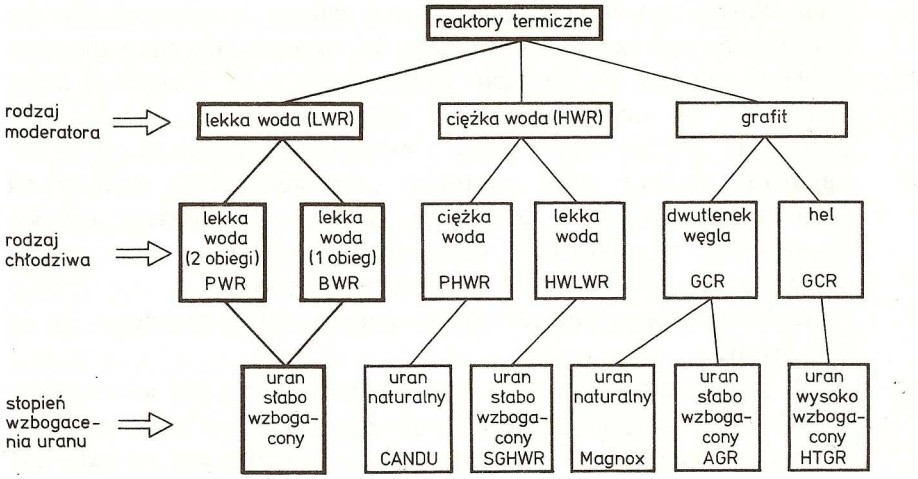
W systemie *jednoobiegowym* (typowym przedstawicielem jest reaktor BWR) para wytworzona w zbiorniku reaktora doprowadzana jest bezpośrednio do turbiny parowej, a po jej skropleniu za turbiną wraca do reaktora.

W systemie *dwuobiegowym* (typowym przedstawicielem jest reaktor PWR) obieg wody chłodzącej rdzeń reaktora jest zamknięty, a ciepło z niego jest przekazywane w wytwornicy pary (wymienniku ciepła) do drugiego obiegu, w którym znajduje się turbina parowa.

W systemie *trzyobiegowym* (przedstawicielem jest reaktor prędki chłodzony sodem) między pierwszy sodowy obieg chłodzący rdzeń reaktora i trzeci, wodno-parowy obieg doprowadzający parę do turbiny, wstawiony jest pośredni obieg sodowy. System wyposażony jest w dwa wymienniki ciepła: jeden – sód/sód i drugi – sód/woda.

Na rys. 2.2. przedstawiono reaktory pracujące w systemach: jedno-, dwu- i trzy- obiegowym.

Reaktory jądrowe można, jak widać, klasyfikować na wiele sposobów, biorąc za podstawę różne kryteria podziału. Na rys 2.3 przedstawiono podział energetycznych reaktorów termicznych, biorąc za podstawę rodzaj moderatora, chłodziwa i stopień wzbogacenia paliwa uranowego. Grubszą linią zaznaczono reaktory typu BWR oraz PWR najbardziej rozpowszechnione na świecie, które będą najprawdopodobniej również podstawą rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.



Rys. 2.3. Jeden z możliwych podziałów reaktorów jądrowych (pogrubionymi ramkami oznaczono najbardziej rozpowszechnione typy reaktorów).

3. PRZEGLĄD REAKTORÓW ENERGETYCZNYCH

Z punktu widzenia dojrzałości technicznej określonego rodzaju reaktora energetycznego można wyróżnić cztery typy urządzeń: reaktory *pilotowe*, *demonstracyjne*, *prototypowe* i *zawodowe* („komercjalne").

Reaktor pilotowy, zwykle niewielkiej mocy, jest pierwszym etapem rozwoju nowego reaktora energetycznego i przeznaczony jest do badania nowych koncepcji rozwiązań technicznych i technologicznych. Następnym etapem rozwoju jest reaktor demonstracyjny, już o znacznie większej mocy, służący do sprawdzenia prawidłowego działania przyjętych rozwiązań technicznych w urządzeniu o dużej mocy oraz do oceny ekonomiki pracy urządzenia. Ostatni etap rozwoju to reaktor prototypowy o mocy i rozwiązaniach, jak w następującej po nim serii reaktorów „komercjalnych". Reaktorami „komercjalnymi", termin zapożyczony z języka angielskiego, nazywa

się reaktory z całkowicie opanowaną przemysłowo konstrukcją, pracujące rutynowo w elektrowniach zawodowych.

Dokonując przeglądu reaktorów energetycznych, należy podzielić je na trzy grupy.

Do grupy pierwszej należy zaliczyć reaktory, które są już sprawdzone podczas wieloletniej eksploatacji i wykazują one pełną dojrzałość techniczną oraz konkurencyjność ekonomiczną z elektrowniami na paliwach konwencjonalnych (węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz, olej opalowy). Znalazły one szerokie zastosowania w elektrowniach zawodowych. Jest to więc grupa reaktorów „komercjalnych".

Druga grupa reaktorów to reaktory „rozwojowe", znajdujące się w fazie prób, badań i udoskonaleń. Część z nich osiągnęła dopiero stadium instalacji pilotowych, a niektóre stadium elektrowni demonstracyjnych. Chociaż niektóre z reaktorów tej grupy pracują już po kilkanaście lat, nie zawsze można wydać ostateczną opinię o ekonomice ich pracy, ani też przewidzieć, które rozwiązania techniczne będą ostatecznie przyjęte.

Trzecią wreszcie grupę stanowią reaktory, których budowy i dalszego rozwoju zaniechano z różnych przyczyn, technicznych lub ekonomicznych, oraz reaktory, nad którymi wprawdzie prowadzi się w dalszym ciągu badania, ale ich rozwój jest mało zaawansowany lub też perspektywy ich przyszłego zastosowania są przedmiotem kontrowersyjnych opinii.

Do pierwszej grupy należą przede wszystkim reaktory wodne różnych typów. Będą to najliczniej obecnie reprezentowane w elektrowniach zawodowych ciśnieniowe reaktory wodne, znane pod nazwą PWR (w wersji rosyjskiej WWER). Następnie reaktory z wrzącą wodą (zwane krótko reaktorami wrzącymi) BWR i reaktory z ciężką wodą (zwane reaktorami ciężkowodnymi) HWR, wśród których do najważniejszych należy reaktor typu CANDU. Do tej grupy należy też zaliczyć reaktory kanałowe RBMK, opracowane i szeroko eksploatowane w energetyce b. ZSRR. Reaktory PWR, BWR i RBMK określane są nieraz wspólnym mianem reaktorów lekkowodnych, LWR. Do grupy tej należą również reaktory chłodzone gazem GCR pracujące wiele lat w energetyce brytyjskiej i francuskiej (aktualnie wycofywane z eksploatacji – w W. Brytanii zastąpione ulepszonym typem reaktora chłodzonego gazem, AGR).

Do grupy drugiej zalicza się reaktor na neutronach prędkich, powielający, chłodzony ciekłym sodem, LMFBR lub krócej FBR oraz reaktory wysokotemperaturowe chłodzone gazem, oznaczane jako HTGR lub krócej HTR.

Do grupy trzeciej należą reaktory z moderatorem organicznym OMR, reaktory z rdzeniem jednorodnym, reaktory grafitowe chłodzone ciekłym sodem, reaktory powielające chłodzone gazem dysocjującym, reaktory powielające chłodzone stopionymi solami MSBR, reaktory lekkowodne powielające LWBR, reaktory prędkie chłodzone gazem GCFR, reaktory ciężkowodne chłodzone gazem HWGCR, reaktory ciężkowodne chłodzone lekką wodą, wrzące SGHWR i inn.

W tabeli 3.1. zestawiono skrótowe oznaczenia różnego typu reaktorów. Najbardziej rozpowszechnione są skróty angielskie, w literaturze niemieckiej używa się jednak oznaczeń niemieckich, a w rosyjskiej własnych oznaczeń reaktorów rosyjskich.

Tabela 3.1. Skrótowe oznaczenia reaktorów różnego typu.

A. OZNACZENIA ANGIELSKIE

PWR	reaktor ciśnieniowy chłodzony i moderowany lekką wodą (Pressurized light—Water–moderated and cooled Reactor)
BWR	reaktor wrzący chłodzony i moderowany lekką wodą (Boiling light–Water–moderated and cooled Reactor)
LWR	reaktor chłodzony i moderowany lekką wodą (Light–Water–cooled and moderated Reactor)
HWR	reaktor ciężkowodny (Heavy Water Reactor)
HWLWR	reaktor wrzący chłodzony lekką wodą, moderowany wodą ciężką (Heavy–Water–moderated, boiling–Light–Water–Reactor)
PHWR	reaktor ciśnieniowy chłodzony i moderowany ciężką wodą (Pressurized Heavy–Water–moderated and cooled Reactor)
SGHWR	reaktor wrzący chłodzony lekką wodą, moderowany wodą ciężką (Steam–Generating Heavy–Water Reactor)
HWGCR	reaktor chłodzony gazem moderowany ciężką wodą Heavy–Water–moderated Gas–Cooled Reactor
CANDU	reaktor kanadyjski typu PHWR (CANadian Deuterium–Uranium Reactor)
LWGR	reaktor chłodzony lekką wodą z moderatorem grafitowym (Light–Water–cooled, Graphite–moderated Reactor)
PTGR	reaktor kanałowy z moderatorem grafitowym (Pressurized–Tube Graphite Reactor)
GCR	reaktor chłodzony gazem z moderatorem grafitowym (Gas–Cooled, graphite–moderated Reactor)
AGR	ulepszony reaktor chłodzony gazem z moderatorem grafitowym (Advanced Gas–cooled, graphite–moderated Reactor)
HTR	reaktor wysokotemperaturowy chłodzony gazem z moderatorem grafitowym (High–Temperature gas–cooled Reactor)
HTGR	reaktor wysokotemperaturowy chłodzony gazem z moderatorem grafitowym (High–Temperature Gas–cooled–Reactor)
THTR	reaktor wysokotemperaturowy na paliwie torowym (Thorium High–Temperature Reactor)
FBR	reaktor prędki powielający (Fast Breeder Reactor)
LMFBR	reaktor prędki powielający chłodzony sodem (Liquid–Metal–cooled, Fast Breeder Reactor)
LWBR	reaktor powielający termiczny chłodzony lekką wodą (Light–Water Breeder Reactor)
MSBR	reaktor powielający chłodzony stopionymi solami (Molten–Salt Breeder Reactor)
GCFR	reaktor prędki chłodzony gazem (Gas–Cooled Fast Reactor)

B. OZNACZENIA NIEMIECKIE

DWR	odpowiednik PWR (DruckWasserReaktor)
SWR	odpowiednik BWR (SiedeWasserReaktor)
SNR	odpowiednik LMFBR (Schneller Natriumgekühlter Reactor)
GGR	odpowiednik GCR (Gas/Graphit Reaktor)

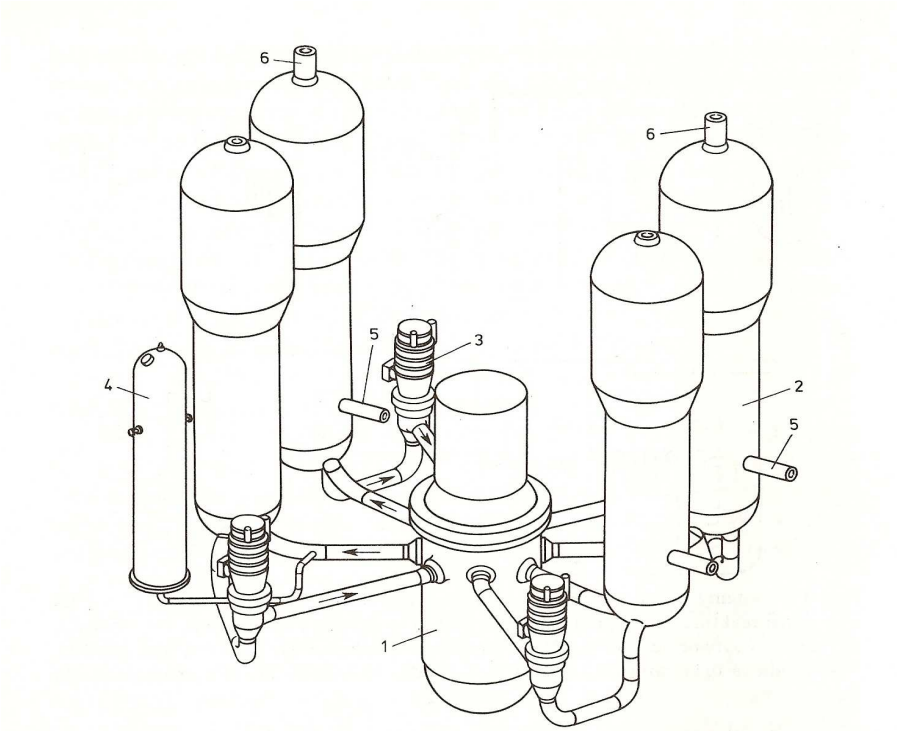
C. OZNACZENIA ROSYJSKIE

WWER	odpowiednik PWR (Wodo–Wodianyj Energeticzeskij Reaktor)
RBMK	reaktor kanałowy chłodzony wrzącą wodą z moderatorem grafitowym — odpowiednik LWGR i PTGR (Reaktor Bolszoj Moszcznosti Kipiaszczyj)
WK	odpowiednik BWR (Wodo–wodianyj Kipiaszczyj reaktor)
BN	odpowiednik FBR (reaktor na Bystrych Neitronach)

4. REAKTOR TYPU PWR

Reaktor typu PWR, zwany też ciśnieniowym reaktorem wodnym zasługuje na specjalne omówienie bowiem najprawdopodobniej będzie to typ reaktora wdrażany w Polsce. W tego typu reaktorze ciepło odprowadzane jest do wytwornicy pary z pomocą wody pod wysokim ciśnieniem nie pozwalającym na wystąpienie wrzenia w obiegu chłodzenia rdzenia. Lekka woda, w której zanurzony jest rdzeń, spełnia potrójną rolę: *chłodziwa*, *moderatora* i *reflektora*. Reaktor taki jest więc *reaktorem termicznym*. Woda jest doskonałym chłodziwem – tanim, bezpiecznym, o bardzo dobrze znanych właściwościach termodynamicznych i fizycznych, a jednocześnie jest dobrym moderatorem. Spowalnia ona skutecznie neutrony, ale ze względu na ich znaczne pochłanianie przez wodór, stosowanie wody jako moderatora narzuca konieczność użycia jako paliwa uranu lekko wzbogaconego (3…4% U235), ponieważ przy użyciu uranu naturalnego nie osiągnęłoby się stanu krytycznego. Poważną wadą wody jest silne oddziaływanie korozyjne, szczególnie w wysokich temperaturach.

Reaktory PWR pracują w systemie dwuobiegowym (rys. 2.1.). Podstawowymi elementami obiegu pierwotnego są (p. rys. 4.1.): zbiornik reaktora wraz z rdzeniem, wymiennik ciepła (zwany wytwornicą lub generatorem pary), pompa wodna i stabilizator ciśnienia. Podstawowymi elementami obiegu wtórnego są: turbina parowa wraz z prądnicą, skraplacz i pompa wody zasilającej. Ze względu na ograniczone moce maksymalne pomp, obieg pierwotny reaktorów PWR większej mocy podzielony jest zwykle na kilka pętli pracujących równolegle. *Pętlą* nazywa się komplet urządzeń obiegu pierwotnego połączonych rurociągami z zamkniętym obiegiem wody wypływającej ze zbiornika reaktora i powracającej do niego. W budowanych seryjnie we Francji reaktorach PWR o mocy elektrycznej 900 MW obieg pierwotny składa się z trzech pętli, a w reaktorach amerykańskich o mocy elektrycznej 1100 MW liczba pętli wynosi od 2 do 4. Na rysunku 4.1. pokazano usytuowanie przestrzenne elementów obiegu pierwotnego w reaktorze PWR z czterema pętlami.



Rys. 4.1. Przykład usytuowania elementów obiegu pierwotnego reaktora PWR (firmy Westinghouse); 1 – zbiornik reaktora, 2 – wytwornica pary, 3 – pompa cyrkulacyjna, 4 – stabilizator ciśnienia, 5 – doprowadzenie wody, 6 – odprowadzenie pary.

W obiegu wtórnym czynnikiem roboczym jest również zwykła woda. W wytwornicy pary woda obiegu pierwotnego przepływa przez tysiące rurek, zamieniając opływającą je wodę obiegu wtórnego w parę pod wysokim ciśnieniem. Wytworzona para rozpręża się w turbinie parowej napędzającej prądnice, skrapla się w skraplaczu i jako woda zasilająca jest pompowana znów do wytwornicy pary.

Zapewnienie odpowiednio wysokich parametrów w obiegu wtórnym (temperatury i ciśnienia) wymaga, aby woda w obiegu pierwotnym miała wystarczająco wysoką temperaturę, zwykle w zakresie 300…340 °C.

W rdzeniu reaktora trzeba utrzymywać odpowiednio wysokie ciśnienie, aby nie dopuścić do wystąpienia wrzenia wody, gdyż gwałtownie wtedy maleje odbiór ciepła i powstaje niebezpieczeństwo przegrzania i uszkodzenia koszulek elementów paliwowych. Ciśnienie to musi być wyższe (z odpowiednim marginesem bezpieczeństwa) od ciśnienia nasycenia, które np. przy temperaturze 330 °C wynosi ok. 11 MPa.

Ciecze są praktycznie nieściśliwe, dlatego małe zmiany objętości wywołane zmianami temperatury (w wyniku np. zmiany obciążenia) mogłyby powodować znaczne zmiany ciśnienia wody w szczelnie zamkniętym obiegu pierwotnym i stworzyć niebezpieczeństwo jego rozszczelnienia. Zmniejszenie ciśnienia z kolei może prowadzić do lokalnego wystąpienia wrzenia wody i znacznego pogorszenia warunków odbioru ciepła. Aby zapobiec wahaniom ciśnienia, do obiegu pierwotnego podłącza się tzw *stabilizator ciśnienia*, mający za zadanie amortyzowanie zmian objętości wody w obiegu pierwotnym wywołanych zmianami jej temperatury oraz utrzymywanie ciśnienia na ustalonym poziomie. Stabilizator jest wykonany zwykle w postaci cylindrycznego, wysokociśnieniowego zbiornika podłączonego do „gorącej” (tj. wyprowadzającej podgrzaną w rdzeniu wodę ze zbiornika reaktora) części rurociągu obiegu pierwotnego. W dolnej części stabilizatora znajduje się woda,

w górnej para pod ciśnieniem. W dolnej części zbiornika zamontowano, zanurzony w wodzie, zestaw nurnikowych grzałek elektrycznych, a pod kopułą zbiornika umieszczono zestaw dysz wtrysku wody, połączony z zimniejszą częścią rurociągu obiegu pierwotnego.

W zilustrowaniu działania stabilizatora może być pomocne prześledzenie jednego z wielu możliwych stanów przejściowych w elektrowni jądrowej, np. spadku obciążenia turbiny w wyniku zmniejszenia poboru energii elektrycznej przez system elektroenergetyczny. Prowadzi to do wzrostu temperatury i objętości wody w obiegu pierwotnym reaktora. Podnosi się poziom wody w zbiorniku stabilizatora, wzrasta ciśnienie sprężonej pary nad powierzchnią wody, co powoduje uruchomienie dysz zraszających, wtryskujących wodę pobraną z zimniejszej części rurociągu obiegu pierwotnego. Część pary skrapla się, ciśnienie spada i układ wraca do równowagi. Odwrotnie wzrost obciążenia elektrycznego elektrowni prowadzi do zmniejszenia objętości wody i spadku ciśnienia w obiegu pierwotnym. Uruchamiane są wówczas grzałki nurkowe i część wody ulega odparowaniu, zwiększa się objętość pary, wzrasta ciśnienie w obiegu pierwotnym, po czym układ powraca do równowagi.

Każda pętla obiegu pierwotnego jest wyposażona w osobną wytwornicę pary i w jedną lub dwie pompy obiegowe, natomiast jeden stabilizator ciśnienia zapewnia stabilizację ciśnienia we wszystkich pętlach obiegu pierwotnego.

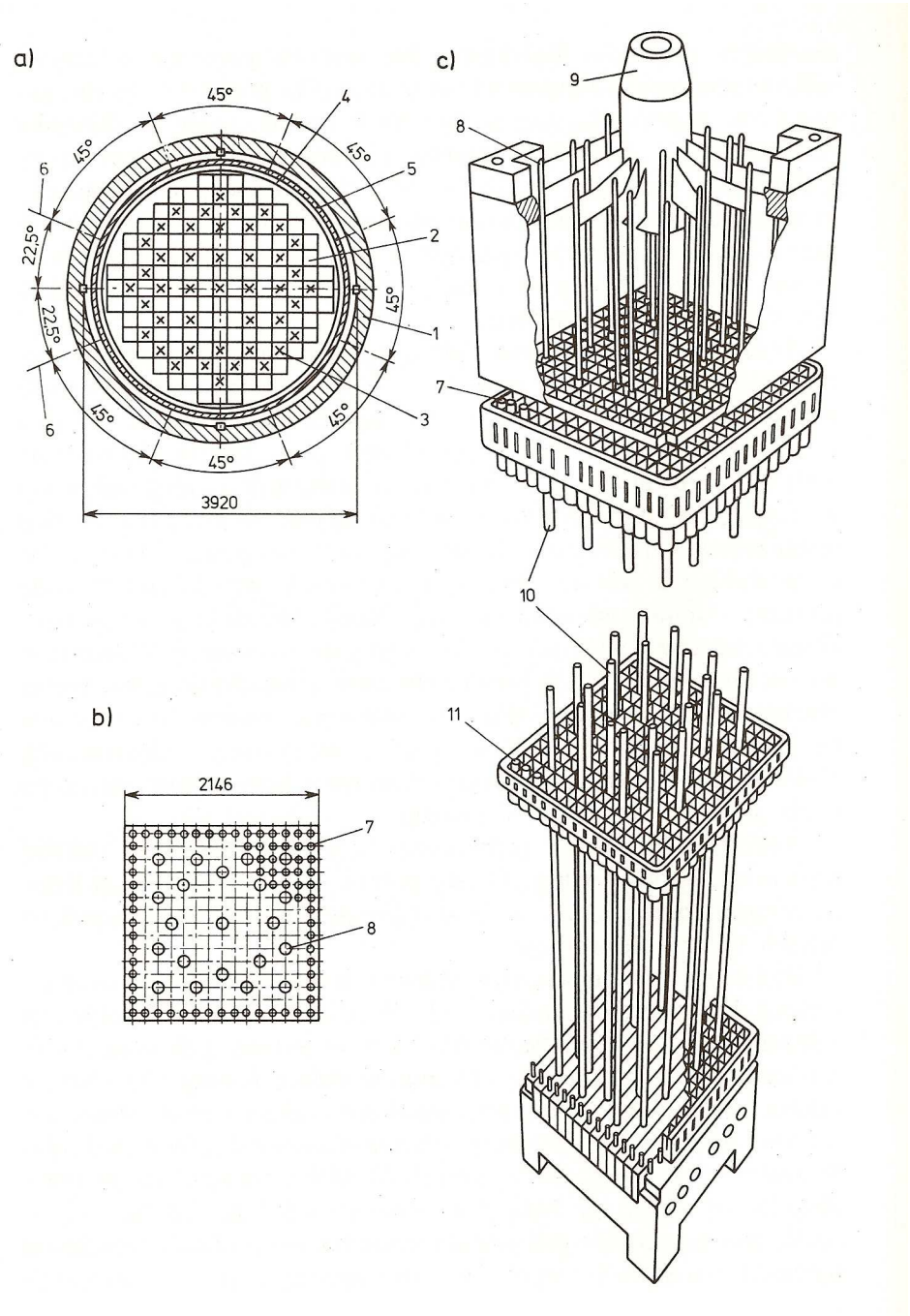
Podstawowym elementem reaktora jest jego rdzeń, składający się z dużej liczby prętów paliwowych. W celu ułatwienia manipulacji paliwem pręty są zgrupowane (rys. 4.2.) w zestawy paliwowe, które zawierają np.15x15 lub16x16 prętów. Rdzeń tworzy 100…200 (w zależności od mocy reaktora) ustawionych ciasno obok siebie zestawów paliwowych. Wymiary rdzenia zależą od mocy reaktora. W reaktorze o mocy elektrycznej 1000 MW wynoszą one w przybliżeniu: wysokość od 3 do 4 m, średnica od 3 do 3,5 m.

W części zespołów paliwowych umieszcza się ruchome (dające się wyciągać i wsuwać) zespoły prętów regulacyjnych, zawierających materiały silnie pochłaniające neutrony (zwykle związki boru). Na zewnątrz rdzenia rozmieszczone są komory jonizacyjne do pomiaru strumieni neutronów, wykorzystywane celem regulacji mocy reaktora. Wewnątrz rdzenia znajdują się czujniki pomiarowe, służące do kontroli temperatur, ciśnień i rozkładów strumieni neutronów.

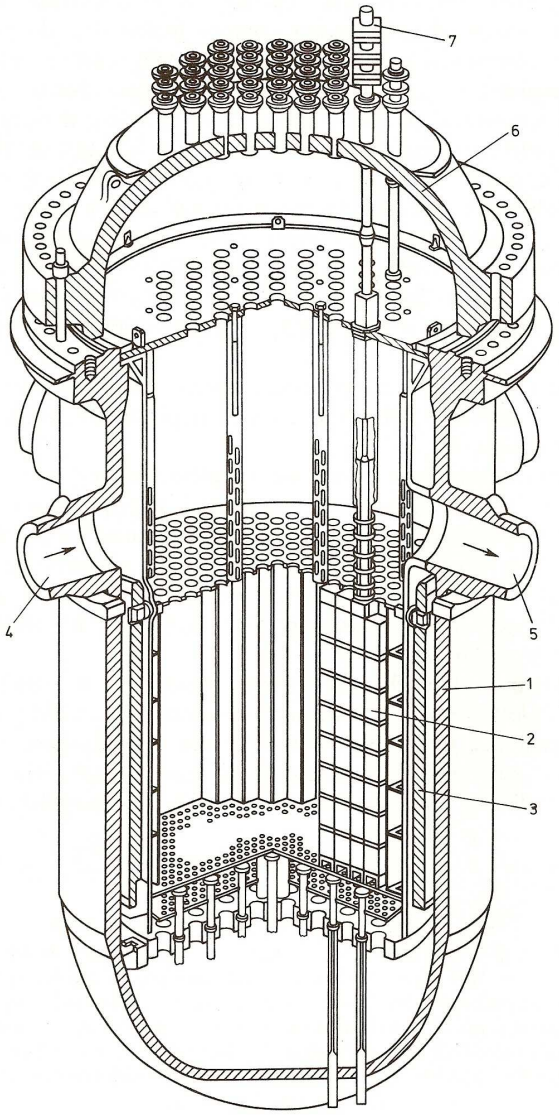
Pojedynczy pręt paliwowy (długość ok. 3 m, średnica ok. 10 mm) to cienkościenna rurka (zwana „koszulką" pręta paliwowego) wykonana z materiału słabo pochłaniającego neutrony (zwykle stopy cyrkonu), wypełniona pastylkami paliwowymi i szczelnie zaspawana. Chroni ona przed przedostaniem się produktów rozszczepienia z paliwa do wody. Pastylki paliwowe, długości ok. 15 mm i średnicy 7…8 mm, otrzymuje się przez prasowanie proszku UO_2, przy czym uran jest wzbogacony w U235 do 2…4%

Woda chłodząca przepływa przez rdzeń od dołu ku górze, omywając pręty paliwowe i odbierając od nich ciepło wytworzone w reakcjach rozszczepienia.

Rdzeń reaktora, wraz zestawami prętów regulacyjnych, oprzyrządowaniem i konstrukcjami mechanicznymi utrzymującymi rdzeń we właściwym położeniu, jest umieszczony w ciśnieniowym zbiorniku reaktora. Górna część zbiornika (pokrywa) jest zdejmowana w czasie przeładunków paliwa i remontów. W pokrywie znajdują się przepusty umożliwiające napęd zestawów prętów regulacyjnych podczas pracy reaktora (Rys. 4.3.).



Rys. 4.2. Rdzeń i zestaw paliwowy reaktora PWR; a – przekrój poziomy rdzenia, b – przekrój poziomy przez zestaw paliwowy, c – widok zestawu paliwowego z zespołem prętów regulacyjnych (bez prętów paliwowych): 1 – ściana zbiornika reaktora, 2 – zestaw paliwowy, 3 – zestaw paliwowy z zespołem prętów regulacyjnych, 4 – kosz rdzenia, 5 – osłona termiczna, 6 – osie króćców wylotowych i wlotowych wody chłodzącej, 7 – pręt paliwowy, 8 – pręt pochłaniający (regulacyjny), 9 – zespół prętów regulacyjnych, 10 – prowadnice prętów regulacyjnych, 11 – siatka dystansująca.



Rys. 4.3. Przekrój przez zbiornik ciśnieniowy typowego reaktora PWR (firma Westighouse): 1 – zbiornik reaktora, 2 – zestawy paliwowe, 3 – osłona termiczna, 4 – wlot wody chłodzącej, 5 – wylot wody chłodzącej, 6 – głowica zbiornika, 7 – napęd zespołu prętów regulacyjnych.

Wykonanie zbiornika dla dużego reaktora i wysokich ciśnień roboczych jest bardzo trudnym technologicznie zadaniem (przy mocy elektrycznej elektrowni 1000 MW zbiornik ma wysokość ok. 12 m, średnicę wewnętrzną ok. 4 m, a grubość ścianek dochodzi do 12 cm). Jedynie nieliczne kraje, z najwyżej rozwiniętym przemysłem urządzeń energetycznych, są w stanie wykonywać zbiorniki reaktorów ciśnieniowych. Zbiornik reaktora wraz z rurociągami obiegu pierwotnego jest najbardziej odpowiedzialnym elementem reaktora i musi spełniać bardzo ostre wymagania. Pęknięcie zbiornika

prowadziłoby do utraty chłodziwa i ciężkiej awarii. W celu zmniejszenia groźby pęknięcia zbiornika eliminuje się wszystkie słabe punkty, np. rezygnuje się z wykonywania zbiornika z płyt giętych spawanych wzdłużnie. Obecnie powszechnie stosowaną technologią jest odkuwanie pierścieni i łączenie ich spawami obwodowymi. Postęp ten dokonał się dzięki opanowaniu technologii wykonywania i obróbki ogromnych odlewów, których masa po odlaniu osiąga 500 t, a po odkuciu i obróbce wynosi ok. 200 t.

Zapewnienie najwyższej jakości spawów, maksymalnej czystości i właściwej obróbki cieplnej po spawaniu, wymaga aby wszystkie operacje spawania zbiorników reaktorów PWR wykonano w zakładach wytwórczych. Zbiorniki są transportowane w całości na plac budowy drogami bitymi, koleją lub droga morską jeśli elektrownia zlokalizowana jest na wybrzeżu. Tendencja do budowy coraz większych reaktorów PWR (obecnie moce elektryczne największych bloków jądrowych dochodzą do 1600 MW), dzięki czemu można uzyskiwać znaczne zmniejszenie jednostkowych nakładów inwestycyjnych (tzw. efekt skali), jest hamowana m. in. z powodu trudności w wykonywaniu ciężkich, grubościennych zbiorników reaktorowych, ale głównie z powodu ograniczonych możliwości ich transportu na miejsce budowy.

5. ENERGETYKA JĄDROWA NA ŚWIECIE

Stan energetyki jądrowej na świecie w roku 2009:

- 436 reaktorów w eksploatacji (z 370 GW mocy elektrycznej),
- 44 reaktory w budowie.

W ostatnich latach występuje wyraźny renesans energetyki jądrowej – świadczy o tym najlepiej lawinowo rosnąca liczba rozpoczynanych budów nowych reaktorów.

W ostatnich 5-ciu latach rozpoczęto budowę 25-ciu reaktorów:

- 2004 – 2 (PWR – Japonia, FBR – Indie);
- 2005 – 3 (PWR: Finlandia, Chiny, Pakistan);
- 2006 – 3 (2 PWR – Chiny, FBR – Rosja);
- 2007 – 7 (2 PWR – Chiny, 2 PWR – Korea Płd., PWR – Francja, Rosja, BWR – Japonia);
- 2008 – 10 (PWR: 6 – Chiny, 2 – Rosja, 2 – Korea Płd.).

Warto zwrócić uwagę na ogromną przewagę reaktorów typu PWR wśród budowanych jednostek: 23 – PWR, 2 – FBR, 1 – BWR.

Z tabeli 5.2. widać wyraźnie, że wśród reaktorów w eksploatacji znajduje się 61% reaktorów typu PWR i 21% reaktorów BWR (razem reaktory typu LWR – 82%). Udział reaktorów lekkowodnych w wytwarzaniu energii elektrycznej jest jeszcze wyższy: PWR – 66%, BWR – 23%. Przewaga reaktorów typu PWR jest jeszcze wyraźniejsza wśród reaktorów znajdujących się w budowie: PWR – w liczbie jednostek 77%, w mocy 81% a BWR – 7% i 10%.

Tabela 5.1. Reaktory jądrowe na świecie wg krajów (stan na 30.03.2009).

kraj	liczba reaktorów	moc, MW	kraj	liczba reaktorów	moc, MW
Argentyna	2	935	Meksyk	2	1300
Armenia	1	376	Holandia	1	482
Belgia	7	5824	Pakistan	2	425
Brazylia	2	1766	Rumunia	2	1300
Bułgaria	2	1906	Rosja	31	21743
Kanada	18	12577	Słowacja	4	1711
Chiny	11	8438	Słowenia	1	666
Czechy	6	3634	Płd. Afryka	2	1800
Finlandia	4	2696	Hiszpania	8	7450
Francja	59	63260	Szwecja	10	8958
Niemcy	17	20470	Szwajcaria	5	3238
Węgry	4	1859	Tajwan	6	4949
Indie	17	3782	Ukraina	15	13107
Japonia	53	45957	W.Brytania	19	10097
Korea Płd.	20	17647	USA	104	100582
Litwa	1	1185			
			razem	**436**	**370120**

źródło: IAEA

Tabela 5.2. Reaktory jądrowe na świecie wg typów (stan na 30.03.2009).

typ	w eksploatacji		w budowie	
	liczba	moc, MW_e	liczba	moc, MW_e
BWR	92	83597	3	3925
FBR	2	690	2	1220
GCR	18	8909		
LWGR	16	11404	1	925
PHWR	44	22441	4	1298
PWR	264	243079	34	31520
razem	**436**	**370120**	**44**	**38888**

źródło: IAEA

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII - MOŻLIWOŚCI I OGRANICZENIA W WARUNKACH POLSKICH

Antoni Dmowski
Łukasz Rosłaniec
Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Warszawska, Warszawa

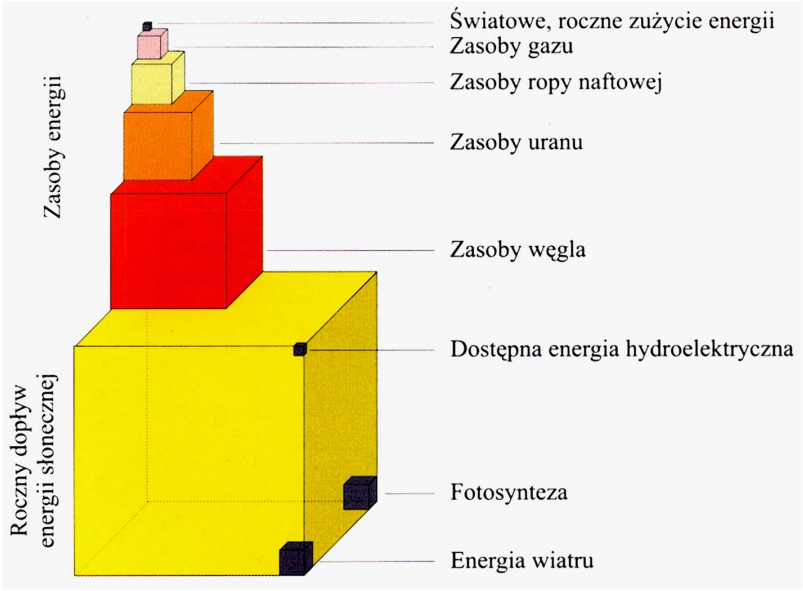
WSTĘP

W dobie postępu technicznego opanowującego cały świat możemy zauważyć ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Wyzwaniem nowoczesności jest elektronizacja i informatyzacja ogarniająca niemal wszystkie dziedziny działalności człowieka. Każdy produkt jest wytwarzany przy użyciu różnych rodzajów energii. Ludzie od dawien dawna starali się wykorzystać energię na własne potrzeby, które rosły w miarę rozwoju cywilizacji. Taki wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i pokrywanie go w większości ze źródeł opartych na paliwach kopalnych (dziś wciąż najtańszych) powoduje coraz większe uszczuplenie zasobów naturalnych. Dodatkowo użytkowanie paliw kopalnych ma negatywny wpływ na środowisko naturalne i pociąga za sobą poważne konsekwencje.

Mając na uwadze to oraz dodatkowo kryzys energetyczny, który spowodował wzrost najpierw cen ropy naftowej, a następnie wszystkich innych paliw, jak również względy ochrony środowiska, zwiększa się zainteresowanie nowymi, niekonwencjonalnymi źródłami i technologiami wytwarzania energii, które mogłyby zastąpić aktualnie eksploatowane. W tym celu należy rozpatrzeć możliwość budowy układów wykorzystujących odnawialne źródła energii OZE.

Pierwotnymi źródłami energii na Ziemi są promieniowanie słoneczne, a także reakcje rozpadu pierwiastków ciężkich zachodzące w jądrze planety. Promieniowanie słoneczne może służyć bezpośredniej produkcji energii elektrycznej. Możliwe jest to dzięki ogniwom fotowoltaicznym. Energia elektryczna wytwarzana w elektrowniach wiatrowych, a także w elektrowniach wodnych jest głównie pochodną energii promieniowania słonecznego. Energia promieniowania słonecznego ogrzewa masy powietrza atmosferycznego nierównomiernie, powoduje to tworzenie się różnicy ciśnień i w efekcie powstają ruchy cyrkulacyjne powietrza. Szacuje się, że około 1-2% energii promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi ulega konwersji w energię kinetyczną wiatru. Dodatkowo promieniowanie słoneczne ogrzewa wody powierzchniowe, które parując zapoczątkowują proces cyrkulacji wody w środowisku. Zjawisko to wykorzystywane jest w elektrowniach wodnych. Energia docierająca ze słońca jest także wykorzystywana przez rośliny zielone w procesie fotosyntezy. Zmagazynowana w wyprodukowanych związkach organicznych energia może być użytkowana w elektrowniach opalanych biomasą, biopaliwami oraz biogazem.

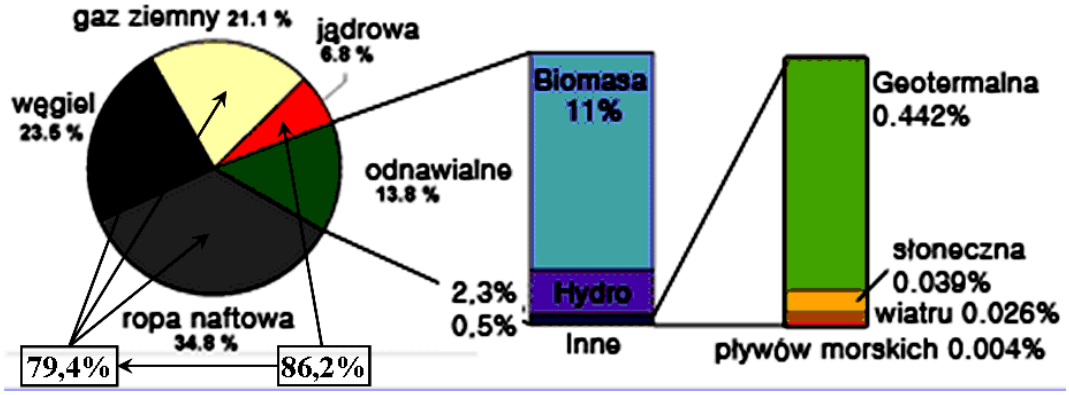
Intrygujący jest fakt, że ilość energii docierająca w ciągu roku do powierzchni Ziemi jest wielokrotnie większa niż wszystkie zasoby energii odnawialnej i nieodnawialnej zgromadzone na Ziemi razem wzięte [1]. Sytuację tą ilustruje rysunek 1.



Rys. 1. Porównanie ilości energii słonecznej docierającej do powierzchni Ziemi i innymi istniejącymi zasobami.

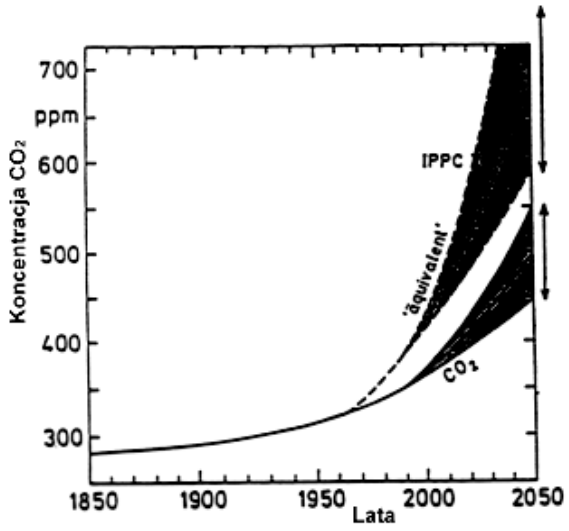
Dokonując przeglądu ilości energii słonecznej padającej na powierzchnię Ziemi należy mieć na uwadze, jak ta energia jest transformowana w atmosferze i na powierzchni planety. Z ogólnej ilości przychodzącej energii 30% jest odbijane z powrotem do przestrzeni kosmicznej, 47% zużywane jest na ogrzanie Ziemi, atmosfery i oceanów, 23% jest absorbowane w cyklu hydrologicznym (parowanie, opady), a tylko 400 TW (około 0,2%) wprawia w ruch powietrze i fale morskie. Stosunkowo mało energii jest źródłem takich zjawisk, jak wiatr. Zaledwie 100 TW jest absorbowane przez rośliny w procesach fotosyntezy. Dzięki temu procesowi - trwającemu setki milionów lat - z odpadów roślin i zwierząt powstały zasoby paliw kopalnych, które są jak dotychczas podstawową bazą surowców energetycznych.

W Polsce, w ustawie Prawo Energetyczne [2] odnawialne źródła energii zostały zdefiniowane jako „źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych". Odnawialne źródła energii nigdy nie są odnawialnymi w całej swej rozciągłości, wiele z nich jest z praktycznego punktu widzenia raczej wyczerpywalne, jak drewno jako paliwo czy też strumień wody w rzekach, posiadając ograniczoną możliwość wykorzystania. Rozwijanie technologii wytwarzania i przetwarzania energii odnawialnej, w połączeniu z rozwojem energooszczędnych technologii użytkowania wszystkich rodzajów energii, jest jedynym racjonalnym kierunkiem rozwojowym pozwalającym na zmniejszanie intensywności eksploatacji kopalnych surowców energetycznych, wydłużenie okresu ich wystarczalności i danie ludzkości więcej bezcennego czasu na rozwiązanie problemu pułapki energetycznej, w której się znalazła. Uwarunkowania prawne (opisane między innymi w prawie energetycznym) oraz naturalne dążenie do zrównoważonego rozwoju powodują, że odsetek energii elektrycznej wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych będzie rósł. Obecnie udział różnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej przedstawia się w przybliżeniu tak jak pokazano to na rysunku 2.



Rys. 2. Udział poszczególnych źródeł energii pierwotnej w światowej produkcji energii [1].

Głównym motorem napędowym budowy nowych elektrowni opartych o źródła odnawialne jest protokół z Kioto, a w szczególności zapisy o obniżaniu emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Obniżenie emisji ma pociągnąć za sobą spowolnienie rozwoju efektu cieplarnianego. Dwutlenek węgla jest związkiem, który odbija promieniowanie podczerwone. Powoduje to utrudnienia w emisji tego promieniowania z powierzchni ziemi do kosmosu. Emisja tego promieniowania jest główną metodą oddawania energii przez ziemię. Utrudnienia w tym procesie powodują zaburzenie bilansu energetycznego ziemi, efektem którego jest wzrost średniej temperatury na ziemi, co z kolei pociąga za sobą szereg konsekwencji zarówno w środowisku naturalnym jak i w procesach zachodzących w skorupie ziemi. Wzrost koncentracji dwutlenku węgla w latach minionych, a także jego prognozy przedstawione są na rysunku. 3.



Rys. 3. Wzrost koncentracji CO_2 w przedziale od 1850 roku do 2050 roku.

Krytyczna wydaje się sytuacja, która zakłada szybki rozwój krajów „trzeciego świata”, w których obecnie zużycie energii przez statystycznego mieszkańca nie jest wysokie. Jeśli jednak rozwój gospodarczy i cywilizacyjny tych krajów przyspieszy, można spodziewać się dynamicznego wzrostu koncentracji dwutlenku węgla w atmosferze, co z kolei doprowadzić może do szybkiego wzrostu średniej temperatury na ziemi.

Na krajach wysoko-uprzemysłowionychdo których bezsprzecznie zalicza się Polska, spoczywa więc obowiązek obniżenia emisji CO2 do środowiska. Wynikiem tych dążeń są działania podejmowane szczególnie przez Unię Europejską mające na celu promowanie energetyki odnawialnej.

Wśród głównych metod wspierania rozwoju OZE wyliczyć należy:

- dopłaty na inwestycje związane z budową elektrowni wykorzystujących OZE,
- wprowadzenie tzw. zielonych certyfikatów i nałożenie tym samym na spółki obrotu energią obowiązku zakupu części energii ze źródeł odnawialnych i niekonwencjonalnych,
- obniżanie limitów (w krajach członkowskich) na emisję CO2.

Efektem działań instytucji unijnych jest zwiększenie atrakcyjności inwestycji w OZE. Z polskiego punktu widzenia ważne jest, aby nastąpił szybki wzrost energii produkowanej z OZE. Związane jest to ze zmniejszającymi się stale limitami emisji dwutlenku węgla, które są nam przydzielane. Jeśli sytuacja w polskim sektorze energetycznym nie zmieni się, w przyszłości bez wątpienia wystąpi konieczność zakupu limitów emisji od krajów, które swoich limitów nie wykorzystują do końca. Warto pamiętać także, że dzięki dopłatom oraz zielonym certyfikatom energetyka odnawialna stała się dla polskich przedsiębiorców bardzo interesującym i obdarzonym niskim ryzykiem źródłem dochodu. Daje to nadzieje na szybki rozwój tego sektora w Polsce.

Źródła odnawialne są zatem nie tylko nadzieją na spowolnienie zużycia złóż surowców kopalnych, nie tylko pomagają chronić środowisko naturalne, są też inwestycją w przyszłość z ekonomicznego punktu widzenia. Niestety rozwój energetyki odnawialnej wiąże się także z pewnymi ograniczeniami. ze względów na różne parametry eksploatacyjne źródeł odnawialnych, każde z nich niesie za sobą inne profity oraz niebezpieczeństwa.

ELEKTROWNIE WODNE

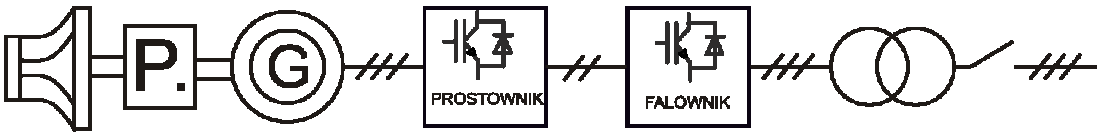
Elektrownie wodne ze względu na rodzaj zbiorników wody oraz konstrukcji turbiny posiadają różne parametry eksploatacyjne. Najbardziej uciążliwe dla systemu są elektrownie przepływowe, czyli takie w których tzw. górny zbiornik nie pozwala na gromadzenie dużych ilości wody. Oznacza to, że poziom wody w górnym zbiorniku musi być utrzymywany przez elektrownie, w miarę możliwości, na stałym poziomie. Owocuje to bardzo niekorzystnymi fluktuacjami energii produkowanej w takiej elektrowni, a także częstymi i uciążliwymi dla sieci elektrycznej łączeniami elektrowni do tej właśnie sieci. Ważne jest, aby łączenia te, jak i inne zjawiska zachodzące w elektrowni wodnej, nie powodowały obniżenia jakości energii elektrycznej u odbiorców przyłączonych do sieci w okolicy elektrowni. Jakość energii jest widziana tu jako parametry napięcia w miejscu przyłączenia. Mowa tu w szczególności o: częstotliwości i wartości skutecznej napięcia, asymetrii napięć, poziomu odkształcenia napięć, migotania wartości skutecznej napięcia (tzw. flicker) a także zaników, zapadów i przepięć [3]. Istotny wpływ na te parametry ma charakter prądu oddawanego przez elektrownie do sieci. Prąd ten z kolei zależy od zastosowanego generatora oraz układu wyprowadzenia mocy z elektrowni.

W elektrowniach wodnych stosuje się głównie dwa typy generatorów:

Generator synchroniczny – główną zaletą stosowania tego typu generatorów jest możliwość regulacji mocy biernej dostarczanej lub odbieranej przez generator za pomocą prądu wzbudzenia. Większość generatorów pracuje w trybie produkcji mocy biernej indukcyjnej, co jest spowodowane tym, że większość odbiorników ma charakter indukcyjny. Współczynnik mocy takiego generatora w większości wypadków mieści się w przedziale 0,9÷0,95, jednak zdarza się, że konieczna jest praca przy niższych wartościach. Dodatkową zaletą wykorzystania generatora synchronicznego jest

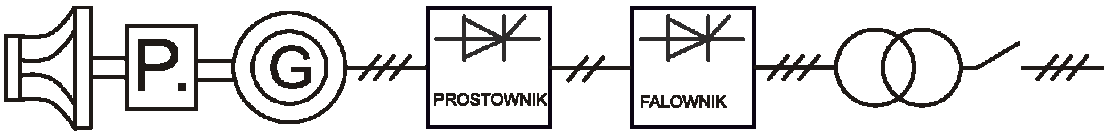
możliwość pracy na system wydzielony, związane jest to z koniecznością wyposażenia układu w regulatory sterujące nastawami zaworów i nachyleniami łopat w celu kontroli prędkości obrotowej generatora, która odpowiada za utrzymywanie stałej częstotliwości indukowanego napięcia. Konieczne jest także wyposażenie układu w regulator prądu wzbudzenia, który odpowiada za wartość napięcia wyjściowego generatora oraz za bilans energii biernej pomiędzy odbiornikami i generatorem, a co za tym idzie za poziom napięcia w sieci przez niego zasilanej. Synchronizacja generatora synchronicznego z systemem elektroenergetycznym wiąże się z krótkotrwałym przepływem prądów wyrównawczych o niewielkiej energii i nie pociąga to za sobą konsekwencji w systemie. Ponadto generatory takie symetryzują napięcie i zmniejszają jego odkształcenia.

Niestety generator synchroniczny nie pozwala na płynną regulację prędkości obrotowej turbiny. Powoduje to zmniejszenie efektywności wykorzystania energii wody, a w skrajnych przypadkach może prowadzić do zjawiska kawitacji, a nawet na do uszkodzeń turbiny. Z tego powodu coraz częściej w układach elektrowni wodnych z generatorami synchronicznymi stosuje się przekształtniki energoelektroniczne w torze mocy elektrowni i generatory asynchroniczne klatkowe lub coraz częściej generatory synchroniczne wzbudzane magnesami trwałymi. Pozwalają one nie tylko na płynną kontrolę prędkości obrotowej turbiny, ale także przekształtniki wykorzystujące tranzystory dużych mocy pozwalają osiągać bardzo dobre parametry jakości prądu. Schemat przykładowej konfiguracji takiego układu przedstawiono na rysunku 4.



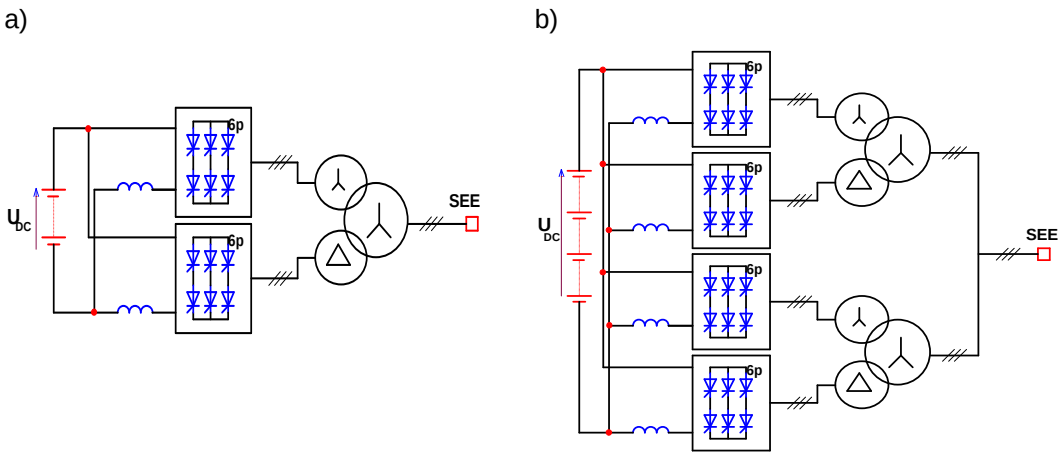
Rys. 4. Schemat blokowy elektrowni wodnej z tranzystorowym przemiennikiem częstotliwości w torze mocy.

Wraz ze wzrostem mocy elektrowni zmienia się topologia przemiennika, w układach najmniejszych mocy stosuje się wykonanie proste, a w układach większych mocy wykorzystuje się przekształtniki wielopoziomowe. Związane jest to z ograniczeniami mocy, którą można przesyłać przez tranzystory mocy. W układach bardzo dużych mocy stosuje się układy tyrystorowe (schemat blokowy takiego układu przedstawiony jest na rysunku 5). Układy pozwalają osiągać znacznie większe moce, jednak mają one gorsze parametry oddawanego prądu. Jest on bowiem odkształcony i posiada składową bierną.

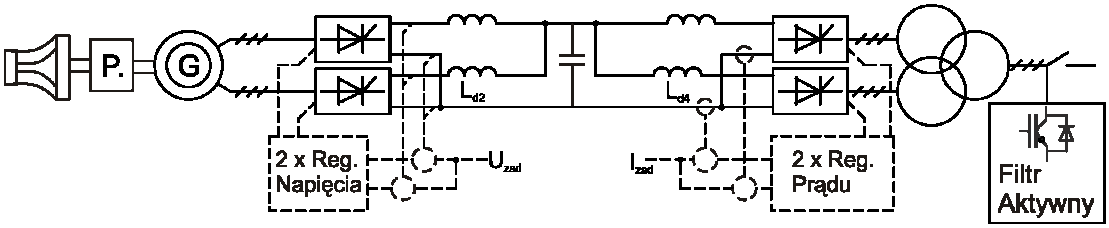


Rys. 5. Schemat blokowy elektrowni wodnej z tyrystorowym przemiennikiem częstotliwości w torze mocy.

W celu poprawienia parametrów prądu oddawanego do sieci, stosuje się układy wielopulsowe. Schemat takich układów przedstawia rysunek 6. Takie topologie pozwalają wydanie zmniejszyć współczynnik odkształcenia prądu THDi, jednak nawet w wykonaniu 24 – pulsowym współczynnik ten może osiągać nawet 4-6 %, dodatkowo nierozwiązany pozostaje problem przepływu mocy biernej. Z tego powodu, w nowoczesnych rozwiązaniach stosuje się filtr aktywny, który nie tylko kompensuje moc bierną ale także poprawia współczynnik odkształcenia prądu. Schemat blokowy takiego układu zaprezentowano na rysunku 7. W takim wykonaniu prąd oddawany do sieci jest nieznacznie tylko odkształcony, ale także nie posiada składowej biernej. Pogorszenie jakości energii występuje w takim przypadku dość często w stanach dynamicznych, jednak są to procesy krótkotrwałe i nie są uciążliwe dla sieci elektrycznej.

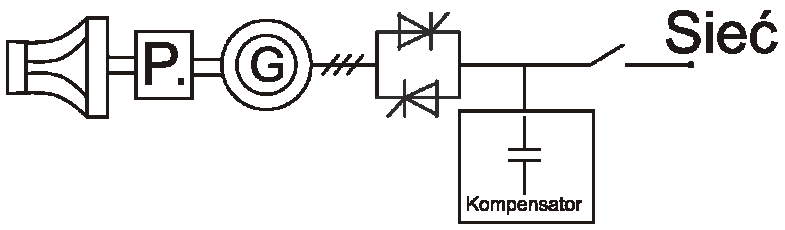


Rys. 6. Falowniki tyrystorowe w układzie równoległym; a) 12-pulsowym (12p); b) 24-pulsowym (24p).



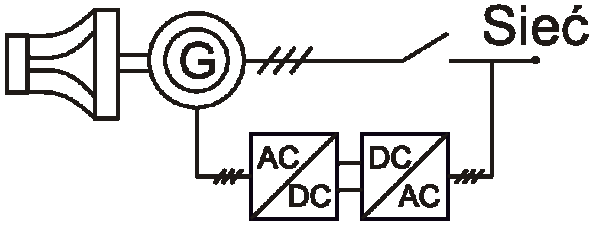
Rys. 7. Schemat blokowy elektrowni wodnej z tyrystorowym przemiennikiem napięcia oraz filtrem aktywnym [4].

Generator asynchroniczny klatkowy – cechuje się niższym kosztem zakupu oraz utrzymania. Jest to związane z brakiem konieczności instalowania wzbudnicy i układów regulacji napięcia, mocy biernej oraz prędkości obrotowej. Generator asynchroniczny nie daje możliwości pracy na system wydzielony, nie pozwala także na kontrolę mocy biernej produkowanej lub odbieranej. Dużą wadą rozwiązań wykorzystujących generator asynchroniczny jest konieczność dostarczania do niego mocy biernej indukcyjnej co prowadzi za sobą konieczność kompensacji tej mocy. Jeśli generator jest dołączony do sieci elektroenergetycznej przy pomocy kabla, to może okazać się, że pojemność kabla jest wystarczająca do kompensacji pobieranej przez generator mocy biernej. W większości przypadków konieczne jest jednak zainstalowanie baterii kondensatorów jako dodatkowego kompensatora. Bateria ta musi zostać odłączona od sieci energetycznej w tym samym momencie co generator asynchroniczny, żeby uniknąć przepięć niebezpiecznych dla innych urządzeń. Załączanie generatora asynchronicznego do sieci powoduje przepływ prądów rozruchowych o znacznej wartości dochodzących do wartości osiem razy większych od prądów nominalnych generatora. Częste łączenie elektrowni wodnej wykorzystującej generator asynchroniczny klatkowy, powoduje częste i uciążliwe zapady napięcia. Aby zniwelować tą wadę stosuje się tyrystorowy układ miękkiego startu, często współpracujący także z układem kompensatora. Rozwiązanie takie przedstawione jest schematycznie na rysunku 8.



Rys. 8. Schemat blokowy elektrowni wodnej z generatorem asynchronicznym układem soft start i kompensatorem mocy biernej.

Generator asynchroniczny klatkowy, może oddawać energię elektryczną tylko gdy prędkość jego wału jest wyższa od prędkości synchronicznej. Oznacza to, że przy niewielkiej ilości wody generator pracować nie może. Wykorzystanie generatora asynchronicznego podwójnie zasilanego pozwala zniwelować część wad generatora klatkowego. Schemat blokowy układu wyprowadzenia mocy z elektrowni wodnej z generatorem dwustronnie zasilanym zaprezentowany jest na rysunku 9.



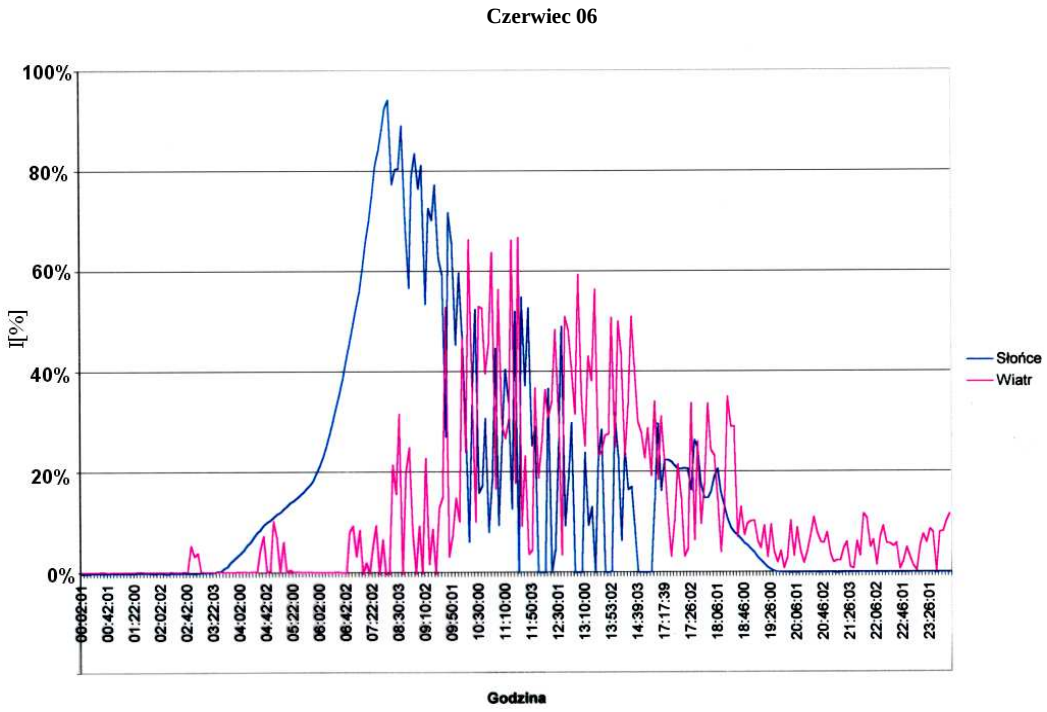
Rys. 9. Schemat blokowy elektrowni wodnej z generatorem asynchronicznym dwustronnie zasilanym.

Generator taki oprócz możliwości płynnego kontrolowania prędkości turbiny (w pewnym zakresie), pozwala także na kontrolowanie mocy biernej, ponieważ wzbudzenie generatora wykonane jest za pomocą obwodu wirnika i przekształtnika energoelektronicznego. Układ ten posiada także znacznie lepsze własności łączeniowe.

Elektrownie wodne posiadają wiele cech, które powodują że elektrownie wodne wypadają szczególnie korzystnie na tle innych źródeł odnawialnych. Barierą do ich rozwoju jest nieduża ilość miejsc w których mogą być one instalowane. Brak cieków wodnych o odpowiednich parametrach spowolnił znacząco rozwój energetyki wodnej w Polsce.

ELEKTROWNIE WIATROWE

Problemy występujące w elektrowniach wiatrowych pokrywają się w zasadzie z problemami w elektrowniach wodnych. Jednak pewne problemy w przypadku elektrowniach wiatrowych osiągają większe znaczenie, co związane jest ze specyfiką tego typu elektrowni. Elektrownie wiatrowe (szczególnie te położone na lądzie) charakteryzują się bardzo dużą niestabilnością mocy produkowanej w czasie. Przykładowy zapis fluktuacji prądu z elektrowni wiatrowej i słonecznej znajduje się na rysunku 10. Łatwo można zauważyć, że w trakcie dnia wystąpić musi kilka synchronizacji elektrowni z systemem. W zależności od wykonania elektrowni, synchronizacje te mogą być mniej lub bardziej uciążliwe dla odbiorców przyłączonych do sieci w okolicy elektrowni. W przypadku elektrowni wiatrowych te synchronizacje są znacznie częstsze niż w przypadku elektrowni wodnych (nawet przepływowych).

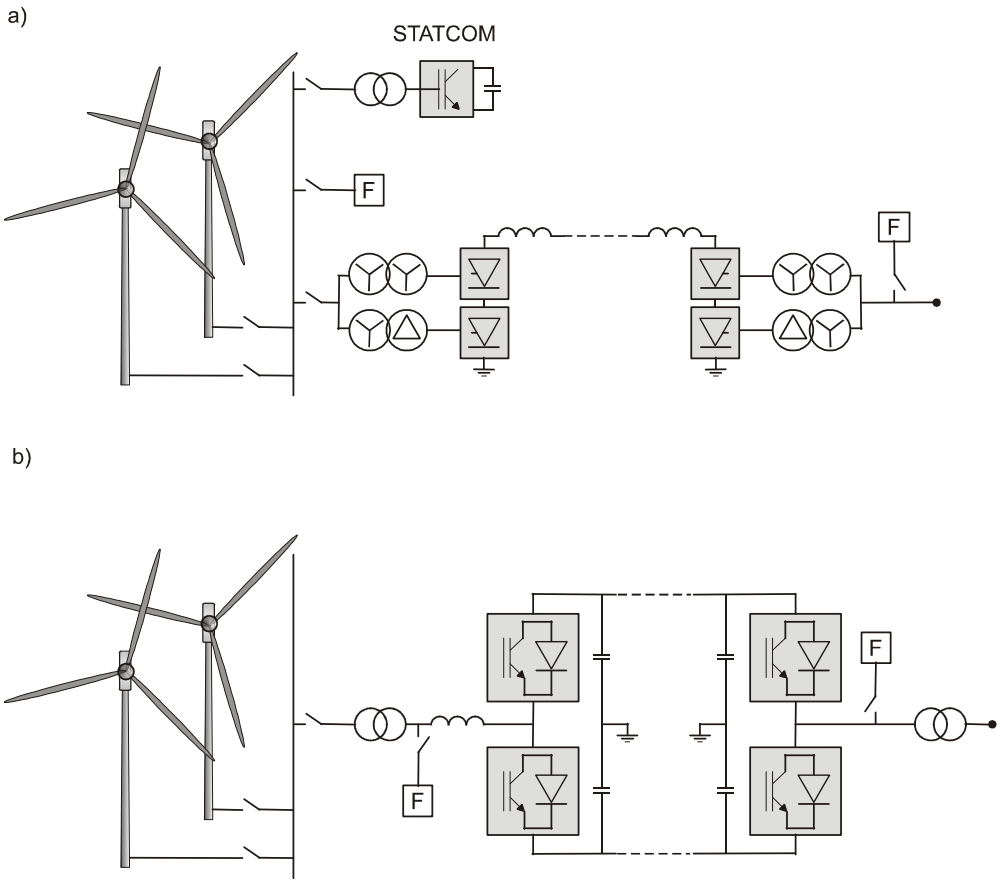


Rys. 10. Zapis zmian wartości prądu elektrowni wiatrowej i słonecznej w ciągu dnia [5].

Częsta synchronizacja z systemem oraz konieczność płynnej regulacji prędkości turbiny powodują, że częściej niż w przypadku elektrowni wodnych stosuje się w elektrowniach wiatrowych energoelektroniczny przemiennik częstotliwości w torze mocy. Urządzenie to oczywiście zwiększa nakłady inwestycyjne, jakie trzeba ponieść na budowę elektrowni, koszt ten w zdecydowanej większości przypadków nie przekracza jednak 10% nakładów na całą elektrownię. W skrajnych przypadkach przekształtnik taki pozwala dwukrotnie zwiększyć ilość energii produkowanej w elektrowni wiatrowej.

W przypadku energetyki wiatrowej pojedyncze turbiny łączy się często w farmy wiatrowe. Pozwala to obniżyć nakłady na infrastrukturę sieciową, a także na dzierżawę gruntów. Skrajnym przypadkiem takiego rozwiązania są farmy wiatrowe położone w morzu. W przypadku takiego rozwiązania elektrownie łączone są z siecią elektryczną za pomocą kabli podmorskich.

Kable te posiadają często znaczną długość wynikającą ze znacznego oddalenia takiej farmy od miejsca przyłączenia. Pojemność kabla powoduje utrudnienia w przesyle energii, gdyż okazuje się, że kabel taki jest źródłem mocy biernej i podłączony do napięcia sam powoduje przepływ prądów znacznej wartości. Dlatego w rozwiązaniach farm wiatrowych stosuje się przesył energii prądem stałym, a korzyści płynące z takiego rozwiązania sprawiają, że przesył prądem stałym staje się coraz bardziej popularny także w układach z innymi źródłami. Schematy blokowe dwóch rodzajów farm wiatrowych wykorzystujących przesył energii prądem stałym zaprezentowano na rysunku 11.



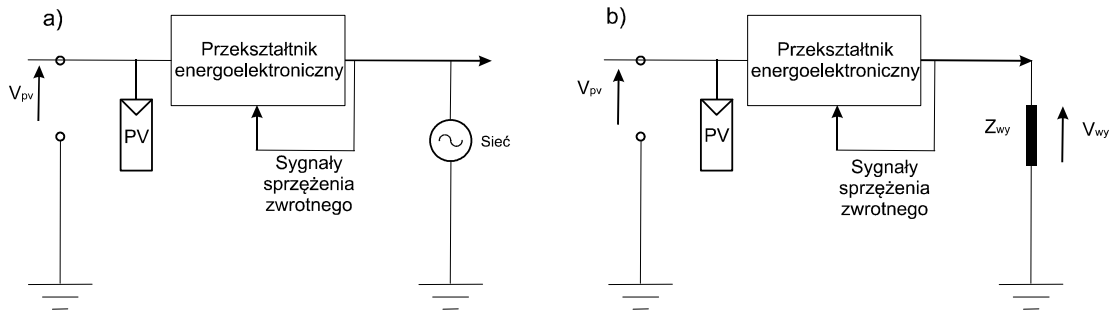
Rys. 11. Dwa rodzaje transmisji HVDC: a) klasyczny system b) system z napięciowym tranzystorowym przekształtnikiem energoelektronicznym [6].

Koncepcja na rysunku **a** zakłada użycie przekształtników tyrystorowych, które wspomagane są po stronie farmy wiatrowej urządzeniem typu STATCOM. Urządzenie to pozwala kompensować moc bierną i utrzymywać połączone ze sobą elektrownie w synchronicznej pracy. Na rysunku **b** zaprezentowano natomiast topologię wykorzystującą przekształtniki tranzystorowe. Jest to rozwiązanie droższe, jednak bardziej elastyczne i nie wymaga ono dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej lub do kompensacji odkształceń prądu. Także po stronie sieci takie rozwiązanie niesie za sobą widoczne zalety, szczególnie z punktu widzenia jakości energii elektrycznej. Warto wspomnieć tu że takie rozwiązania mają już znaczącą moc. Dochodzącą do kilkudziesięciu MW.

Problemem w tego typu rozwiązaniach jest łączenie turbin po stronie przemienno-prądowej, obniża to wydajność całej farmy. Dlatego stosuje się także rozwiązania gdzie każdy generator łączony jest z siecią DC osobno przez własny prostownik. Pozwala to na lepszą kontrolę prędkości obrotowej turbin wiatrowych, a co za tym idzie na podniesienie wydajności.

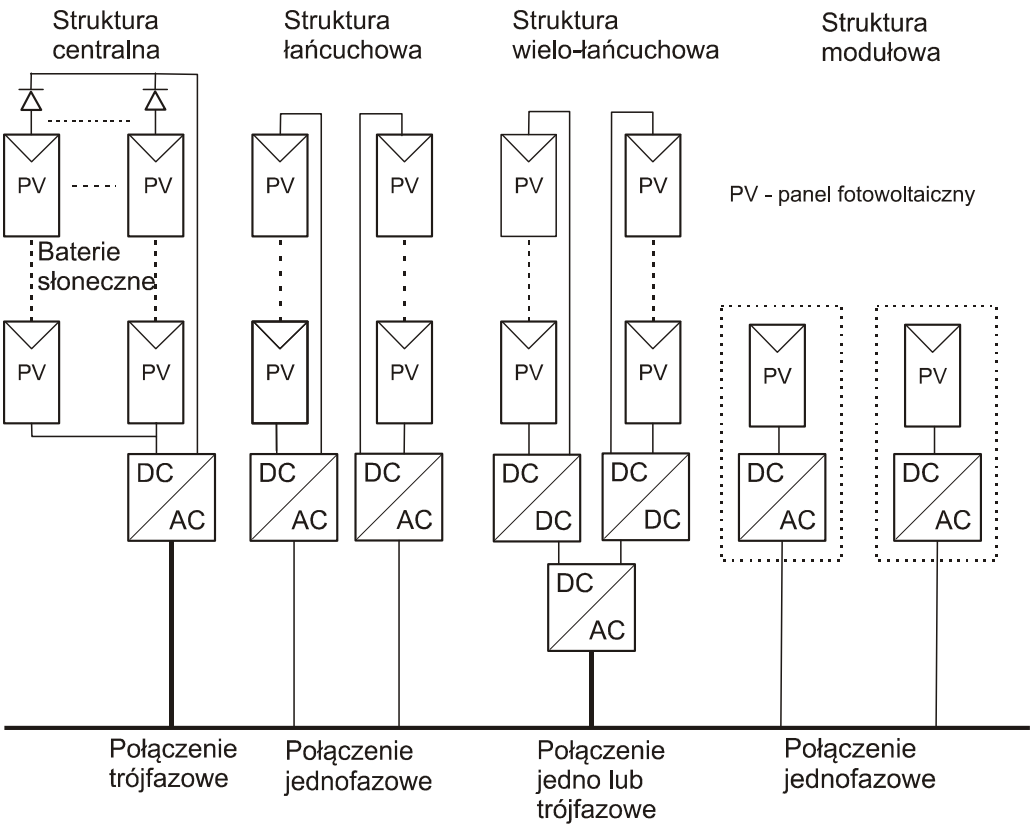
Układy wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o źródła fotowoltaiczne mają z reguły mniejsze moce niż układy w elektrowniach wiatrowych. Związane jest do z dużymi nakładami na budowę takich elektrowni, a także niską sprawnością ogniw. Aby instalacja fotowoltaiczna miała nominalną moc szczytową o dużej wartości potrzebny jest duży obszar na budowę instalacji. Najczęściej są to moce od kilkuset watów do kilku kilowatów. Elektrownie słoneczne osiągają dzisiaj moce w granicach 1 MW, aczkolwiek wdrażane są projekty scentralizowanych źródeł o dużej mocy opartych o ogniwa fotowoltaiczne. Przykładem jest instalacji Pocking Solar Park w Bawarii o mocy szczytowej 10 MW.

Ogólnie, ogniwa fotowoltaiczne mogą być połączone z siecią elektroenergetyczną i transmitować energię do niej lub mogą pracować jako instalacja wyspowa. Te dwie aplikacje systemów fotowoltaicznych pokazane są na rysunku 12.



Rys. 12. Aplikacje systemów fotowoltaicznych: a) transmisja energii do sieci b) zasilanie obszaru wyspowego.

Można dokonać kilku klasyfikacji topologii przekształtników używanych w systemach fotowoltaicznych tj. odnośnie liczby stopni przekształcania energii, użycia transformatorów (separacji galwanicznej) i rodzaju przekształtnika łączącego źródło z systemem elektroenergetycznym. Jednakże, przed dyskusją topologii przekształtników, należy najpierw zdefiniować struktury falowników stosowanych w ogniwach fotowoltaicznych. Należą do nich: struktura centralna, łańcuchowa i modułowa falowników – zaprezentowane na rysunku 13 [7].



Rys. 13. Struktury falowników fotowoltaicznych.

W strukturze centralnej falowników elektrownia fotowoltaiczna (typowo > 10kW) jest ułożona w wiele równoległych łańcuchów, połączonych po stronie napięcia stałego do jednego centralnego falownika. Falownik taki charakteryzuje się wysoką wydajnością i niskim kosztem na kilowat przetwarzanej energii. Jednakże, ilość energii uzyskiwanej z elektrowni fotowoltaicznej spada z powodu różnicy parametrów użytych ogniw i możliwego częściowego zacienienia ogniw. Również niezawodność elektrowni może być ograniczona z powodu zależności generacji energii od jednego komponentu. Awaria centralnego falownika skutkuje wyłączeniem całej elektrowni fotowoltaicznej. Nominalna moc takiego rozwiązania zawiera się w zakresie do kilkuset kW.

W strukturze łańcuchowej, podobnie jak w strukturze centralnej, elektrownia fotowoltaiczna podzielona jest na kilka równoległych łańcuchów ogniw. Każdy łańcuch ogniw jest przypisany to wyznaczonego falownika zwanego falownikiem łańcuchowym. Falowniki łańcuchowe mają możliwość śledzenia maksymalnego punktu mocy (z ang. MPP) każdego łańcucha. To podwyższa ilość uzyskiwanej energii poprzez redukcję wpływu różnicy parametrów użytych ogniw i straty energii spowodowane częściowym osłonięciem strumienia światła. Lepsze parametry techniczne zwiększają również niezawodność struktury. Struktury łańcuchowe są obecnym standardem systemów fotowoltaicznych połączonych z siecią.

W zakresie większych mocy można stosować struktury wielo-łańcuchowe. Pozwala to na łączenie kilku łańcuchów z oddzielnymi systemami śledzenia maksymalnego punktu mocy (przekształtnik DC/DC) do jednego przekształtnika DC/AC. Struktura wielo-łańcuchowa pozwala na integrację łańcuchów ogniw różnych technologii i o różnych kierunkach (wschodni, zachodni, północny, południowy). Takie rozwiązanie optymalizuje wydajność pracy każdego łańcucha z osobna.

Nominalna moc tego typu aplikacji zawiera się w zakresie do 3 kW do 10 kW. W strukturze modułowej każde ogniwo fotowoltaiczne ma swój falownik. Rozwiązanie to optymalizuje zdolność przystosowania się falownika do charakterystyki ogniwa fotowoltaicznego, ponieważ każde ogniwo ma własny układ śledzenia maksymalnego punktu mocy. Pomimo tego, iż rozwiązanie takie optymalizuje ilość uzyskiwanej energii, ma niższą wydajność niż struktura łańcuchowa. Układ bazujący na falowniku zintegrowanym z ogniwem fotowoltaicznym charakteryzuje się większą ilością okablowania po stronie napięcia przemiennego. Ponieważ każdy moduł musi być połączony z siecią, podwyższa to koszty utrzymania takiej instalacji. Nominalna moc takiego rozwiązania zawiera się w zakresie 50 W – 400 W.

Podstawowym elementem każdej elektrowni słonecznej współpracującej z systemem elektroenergetycznym jest falownik fotowoltaiczny. Wykonywane są one w wielu różnych topologiach, jednak wszystkie mają podobne cechy. Charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami jakości energii oraz dużą sprawnością. Problemem źródeł fotowoltaicznych nie jest więc jakość energii. Podstawową wadą elektrowni fotowoltaicznych jest ich cena, która szczególnie w polskich warunkach uniemożliwia stosowanie ich na szeroką skalę przy produkcji energii na potrzeby systemu elektroenergetycznego. Jedynie w przypadku zasilania odbiorników niewielkiej mocy znacznie oddalonych od sieci elektrycznej okazuje się, że budowa systemu fotowoltaicznego z bateriami chemicznymi staje się bardziej opłacana niż budowa długich linii zasilających. Dodatkową wadą systemów fotowoltaicznych jest najwyższa spośród wszystkich źródeł niestabilność mocy produkowanej, oraz najbardziej dynamiczne zmiany tej produkcji. Ogniwa mogą w dni zachmurzone w ciągu kilku sekund zmieniać swoją moc wyjściową o 10 razy. Proces ten może się powtarzać setki razy w ciągu dnia.

INNE TECHNOLOGIE ODNAWIALNE

W warunkach polskich interesującym kierunkiem rozwoju sektora źródeł odnawialnych wydaje się być energetyka oparta o biomasę. W Polsce znajduje się wiele nieużytków rolnych, które mogły by posłużyć do produkcji wikliny szybko pnącej, rzepaku, wierzby energetycznej lub innych roślin niosących korzyści przy produkcji energii. Do wykorzystania są także ogromne pokłady odpadów z produkcji rolniczej, takich jak gnijące owoce odchody zwierząt. Instalacje takie okazują się jednak mało-opłacalne ze względu na koszt biopaliw. Dodatkowo są one obarczone dużym ryzykiem, ponieważ rynek produktów rolniczych charakteryzuje się dużą dynamiką, dochodzi w nim do ciągłych zmian w produkcji. Okazywało się już w przeszłości, że instalacja wykorzystująca jakiś rodzaj biomasy, po zmianie produkcji przez okolicznych rolników, musiała sprowadzać surowiec ze znacznie oddalonych terenów. Naturalnie sytuacja taka powoduje znaczne podniesienie kosztów pozyskania danego biopaliwa.

Główne korzyści z elektrowni opartych o biopaliwa, to możliwość regulowania mocy czynnej na skutek zmian ilości doprowadzanego do komory spalania paliwa. W źródłach takich jak elektrownie wodne, wiatrowe i fotowoltaiczne, produkowana moc czynna zależy od warunków pogodowych i (za wyjątkiem części elektrowni wodnych) nie możliwa jest kontrola mocy produkowanej. Dodatkowo silniki tłokowe lub turbiny gazowe, używane w produkcji energii elektrycznej z biogazu i biopaliwa, osiągają najlepszą wydajność przy różnych wartościach prędkości obrotowej. Dlatego też stosuje często stosuje się energoelektroniczne przemienniki częstotliwości, pozwalające zoptymalizować produktywność elektrowni. Jak już wspomniano wcześniej układy te posiadają bardzo dobre parametry prądu, więc elektrownie takie nie są uciążliwe dla systemu elektroenergetycznego.

W Polsce praktycznie brak jest warunków do rozwoju elektrowni opartych o źródła geotermalne. Różnica temperatur między otoczeniem, a źródłami ciepła geotermalnego nie przekracza często 70^{o}C.

Jest to wartość praktycznie uniemożliwiająca wykorzystanie tego źródła do produkcji energii elektrycznej.

Na świecie prowadzone są także badania nad wykorzystaniem fal i pływów morskich do produkcji energii elektrycznej. Niestety jak do tej pory są to jednak głównie projekty badawcze, a wprowadzenie ich w szerszym zakresie do przemysłu hamowane jest przez wysokie nakłady inwestycyjne na takie źródła.

ZAGROŻENIE DLA POLSKI – POGORSZENIE JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ U ODBIORCÓW

Źródła odnawialne nie używające przekształtników w torze mocy charakteryzują się złymi parametrami jakości energii. Zwiększanie liczby źródeł odnawialnych wykonanych bez użycia układów energoelektronicznych mających na celu poprawę parametrów prądu, może w przyszłości doprowadzić do utrudnień w odbiorze energii elektrycznej. Już przy obecnym udziale źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym szczególnie na Pomorzu uwidaczniają się problemy związane z jakością energii, na którą negatywny wpływ mają stawiane na Pomorzu w dużych ilościach elektrownie wiatrowe. W takiej sytuacji nieuniknione wydają się inwestycję na rozbudowę systemu przesyłowego. Takiego obrotu sprawy można uniknąć, gdy zastosuje się nowoczesne układy wytwórcze posiadające poprawione parametry prądu generowanego do sieci. Układy takie pozornie są droższe od układów klasycznych, niosą one jednak często za sobą znaczne poprawienie wydajności źródła dzięki czemu wyższe nakłady inwestycyjne mogą w szybkim czasie się zwrócić.

ZAGROŻENIE DLA POLSKI – POGORSZENIE STABILNOŚCI CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ SEE

System elektroenergetyczny do poprawnej pracy musi mieć zbilansowaną moc. To znaczy moc odbiorników i strat musi być równa mocy źródeł przyłączonej do systemu. W przeciwnym razie, gdy dochodzi do nadwyżek produkcji następuje zwiększenie częstotliwości systemu, a w momencie niedoborów produkcji energii elektrycznej częstotliwość systemu spada. W skrajnych przypadkach niezbilansowanie może doprowadzić do lawinowego odłączenia jednostek wytwórczych w systemie. Problemem z punktu widzenia systemu są nagłe wahania (znacznej wartości) mocy produkowanej lub odbieranej. W trakcie normalnej pracy prognozy mocy odbieranej nie różnią się więcej niż 5% od mocy rzeczywiście odbieranej. W związku z tym bilansowanie mocy czynnej nie stwarza problemów, można dokładnie grafikować wytwarzanie energii. Jednak dynamiczne zmiany mogą prowadzić do poważnych awarii systemowych.

Częstotliwość systemu nie może być zbyt wysoka. Pracujące synchronicznie z systemem turbiny w elektrowniach cieplnych (które stanowią zdecydowaną większość elektrowni przyłączonych do systemu w Polsce) nie mogą poruszać się zbyt szybko, w związku z ograniczeniami naprężeń szczególnie w części niskoprężnej turbiny. Duża siła odśrodkowa działająca na relatywnie długie łopaty w części niskoprężnej może doprowadzić do ich zniszczenia. W takiej sytuacji można awaryjnie odłączać jednostki wytwórcze, obniżając w ten sposób moc produkowaną. Powoduje to znaczne straty energii, pozwala jednak uniknąć awarii systemowej.

Większym problemem są niedobory produkcyjne względem zapotrzebowania. W sytuacji takiej system elektroenergetyczny obniża swoją częstotliwość. Przy obniżonej częstotliwości wał turbiny parowej w elektrowni cieplnej musi być obciążony większym momentem siły, aby moc przenoszona nie zmieniła się. Wiąże się to większymi naprężeniami wewnątrz wału, co może prowadzić do jego

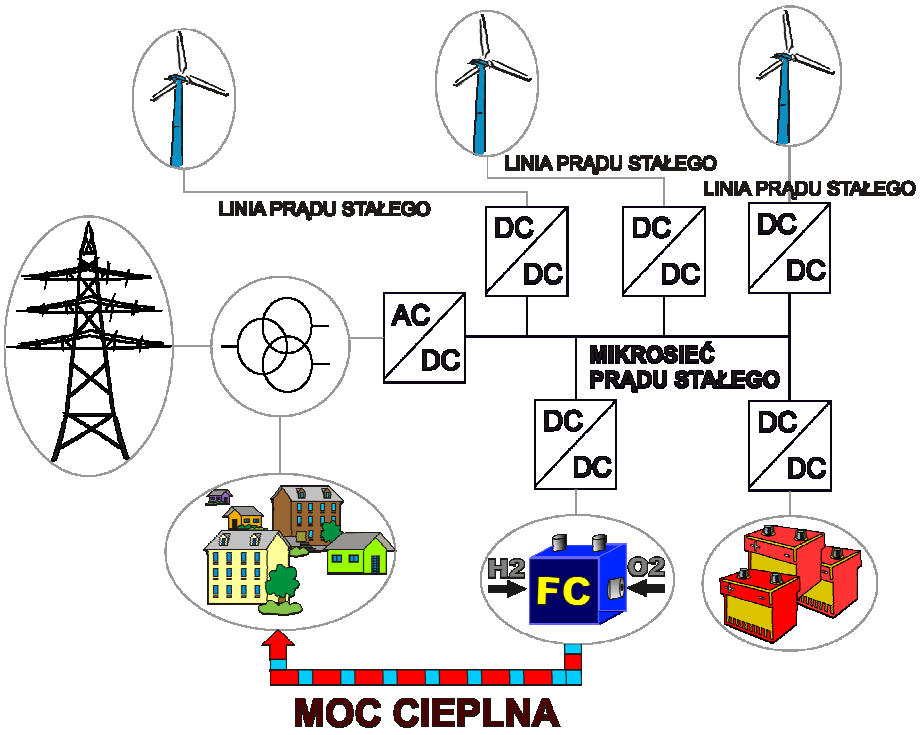
uszkodzenia. Aby uniemożliwić zniszczenie wału, stosuje się w elektrowniach zabezpieczenia, odłączające turbinę przy zbyt niskiej prędkości. W momencie gdy brak jest źródeł mogących wspomóc system wytwarzając brakującą energię, może dojść do lawinowego wyłączania się kolejnych źródeł a co za tym idzie do dużej awarii systemowej. Rozwiązaniem byłoby odłączanie napięcia od odbiorców. Rozwiązanie takie jest jednak obarczone dużym ryzykiem, bowiem wielu odbiorców wymaga ciągłości dostaw energii, w przeciwnym razie może dojść do bardzo dużych strat głównie finansowych. Poza tym trudniej jest zautomatyzować proces odłączania odbiorców tak, aby otworzyć możliwość utrzymania systemu w pracy.

W dniu dzisiejszym niebezpieczeństwo wystąpienia fluktuacji mocy o tak znacznej wartości (takiej która doprowadzić może do awarii systemowej) jest nieznaczne. Jednak jak pokazuje przykład niemiecki, rozbudowa sektora energetyki odnawialnej może doprowadzić do trudności z utrzymywaniem systemu w stabilnym punkcie pracy. Brakuje bowiem dobrego taniego systemu magazynowania energii, który byłby wystarczająco szybki, aby mógł reagować na zmiany mocy produkowanej w elektrowniach wiatrowych. 18% mocy zainstalowanej niemieckiego systemu elektroenergetycznego to elektrownie wiatrowe. Udział tych źródeł w systemie jest więc znaczny. Doprowadziło to w przeszłości do kilku niebezpiecznych sytuacji, w których system był bliski awarii. Ciągłe problemy z zachowaniem bilansu po stronie niemieckiej prowadzą do tego, że linie łączące polski system z niemieckim trudno jest używać do przesyłania energii zgodnie z zawartymi umowami handlowymi. Linie te biorą udział w ciągłym bilansowaniu systemu niemieckiego i prąd przez nie płynący wynika z utrzymywania stabilnego punktu pracy a nie z kierunku jaki życzył by sobie operator.

Rozwiązaniem tego problemu mogą być dynamiczne zasobniki energii, zalicza się do nich: baterie chemiczne (litowo jonowe, kwasowo ołowiowe, sód siarka), cewki nadprzewodzące, koła zamachowe. Wszystkie te zasobniki posiadają wspólną cechę, która predysponuje je do współpracy z elektrowniami wiatrowymi, słonecznymi, a także z małymi elektrowniami wodnymi, pozwalają one w krótkim czasie dostarczyć niedobory energii, lub odebrać nadwyżkę.

Układy te są zasobnikami dynamicznymi, tzn. zmiany mocy wyjściowej są bardzo szybkie, co pozwala na odpowiednio szybkie reagowanie na zmiany mocy produkowanej z wiatru. Dzięki temu podnosi się wartość mocy rezerwowej w systemie i ułatwione jest bilansowanie mocy w systemie. Dodatkowo zasobnik bezpośrednio współpracujący z OZE pozwala uniknąć częstych odłączeń i synchronizacji z systemem elektroenergetycznym, co ma korzystny wpływ na jakość energii produkowanej w źródłach odnawialnych. Zasobniki energii mogą być także stosowne w układach farm wiatrowych, bilansując wahania całej farmy [4].

Jedną z koncepcji jest wykorzystanie wysokotemperaturowych ogniw SOFC do budowy układów wytwarzania skojarzonego. Produkcja energii elektrycznej i cieplnej na raz podnosi bowiem znacznie efektywność wykorzystania paliwa. Przykładem takiej koncepcji jest układ zaprezentowany na rysunku 14. Dodatkowy zasobnik energii w postaci baterii chemicznej pozwoli na uzupełnianie bilansu przy zmianach o bardzo dynamicznych. Bateria chemiczna ma także zarezerwować pewien czas, który umożliwi rozruch ogniwa paliwowego w sytuacji gdy było ono wyłączone. Ciepło i energia elektryczna dostarczana jest, w takiej sytuacji, do lokalnych odbiorców. Pozwala to znacznie zmniejszyć straty na przesyle energii elektrycznej i ciepła.



Rys. 14. Farma wiatrowa współpracująca z wysokotemperaturowych ogniwem paliwowym i zasobnikiem bateryjnym.

W dniu dzisiejszym koszt takich instalacji jest jednak zbyt duży i nie stosuje się ich powszechnie. Należy pamiętać także, że zasobniki energii muszą współpracować z przekształtnikami energoelektronicznymi, co także podnosi koszt całej instalacji. Jednak rozwój źródeł odnawialnych musi iść w parze z budową układów zasobnikowych opartych o zasobniki dynamiczne. Znajdzie to na pewno przełożenie w cenie energii elektrycznej.

ZAGROŻENIE DLA POLSKI – KONIECZNOŚĆ ZAKUPU DODATKOWYCH LIMITÓW NA EMISJĘ CO_2

Zmniejszające się w szybkim tempie limity na emisję CO_2, najbardziej dotykają elektroenergetykę. Po obniżeniu limitów przez Unię Europejską, ministerstwo gospodarki stara się zmianę tę skompensować głównie zmniejszając limit dla elektrowni. Ma to związek z szerszymi możliwościami produkcji i zakupu energii elektrycznej niż towarów w innych branżach. Jeśli sytuacja związana z emisjami nie ulegnie w Polsce dynamicznym zmianom idącym w kierunku obniżenia emisji, dojdzie z pewnością do dużych podwyżek cen energii elektrycznej. Ważne jest, aby podwyżki te nie wiązały się z zakupem dodatkowych emisji od krajów, które mają nadwyżkę limitów CO_2 w porównaniu z produkcją, lub nie wiązały się z koniecznością zakupu energii elektrycznej od naszych sąsiadów. Wiązałoby się to z wypływaniem znacznej ilości środków finansowych, które można zatrzymać w Polsce.

Jednym ze sposobów utrzymania tych pieniędzy w Polsce jest rozbudowa sektora energetyki odnawialnej. Aby nie hamować naturalnego rozwoju OZE w Polsce musi nastąpić szereg inwestycji

na w systemie przesyłowym, ale także muszą być wprowadzone uproszczenia legalizacyjne. Jednak gdyby energetyka odnawialna rozwijała się prawidłowo, w pewnym momencie stosowanie zasobników energii stanie się konieczne. Podniesie to koszt energii, ale także podniesie pewność zasilania odbiorców i bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju.

Istotną rolę w poprawie sytuacji na polskim rynku elektroenergetycznym może odegrać energetyka jądrowa. Wśród głównych dostawców niewykorzystanych limitów emisji CO_2 wylicza się Francję, której system wytwórczy oparty jest o elektrownie jądrowe. Dzięki temu system francuski jest praktycznie bezemisyjny. Francuzi spodziewają się, że w związku z tym będą odbierać znaczne korzyści ze sprzedaży limitów do krajów ościennych. Budowa kilku elektrowni atomowych w Polsce znacznie poprawiłaby sytuację z limitami emisji CO_2. Dodatkowo wymiana, modernizacja i budowa nowych elektrowni opalanych węglem także mogłaby mieć pozytywny wpływ na zniwelowanie uciążliwości produkcji CO_2 w Polsce. Niestety bloki energetyczne w polskich elektrowniach charakteryzują się niższą sprawnością. Modernizacja i wykonywanie nowych bloków w nowoczesnych technologiach opartych o parametry nadkrytyczne pary, mogłoby doprowadzić do znacznego zwiększenia sprawności polskich elektrowni, a co za tym idzie do zniwelowania szkodliwych emisji.

Pamiętać jednak należy, że rozwój energetyki odnawialnej jest nieunikniony nawet przy budowie dużej ilości elektrowni systemowych o obniżonej emisji. Elektrownie oparte o odnawialne źródła są promowane nie tylko przez nakładanie limitów emisji CO_2, ale głównie przez obowiązek zakupu zielonych certyfikatów przez spółki obrotu energią. Gdy w Polsce będzie niedostatek źródeł odnawialnych, nastąpi konieczność zakupu certyfikatów w krajach połączonych z naszym systemem.

Literatura

[1] M. Bartosik: *Globalny kryzys energetyczny - mit czy rzeczywistość?* Wybrane możliwości działań antykryzysowych w elektrotechnice. ”X Międzynarodowa Konferencja „Nowoczesne urządzenia zasilające w energetyce” Zakopane 2007

[2] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (Dz. U. z 2006r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.)

[3] Ann-Marie Borbely, Jan F. Kreider: *Distributed Generation The Power Paradigm for the New Millennium*, CRC Press, Boca Raton, Floryda 2000

[4] A. Dmowski, M. Kłos, Ł. Rosłaniec: *Symulacja komputerowa współpracy dynamicznego zasobnika z elektrownią wiatrową*, konferencja „Elektrownie Cieplne” Bełchatów 2009

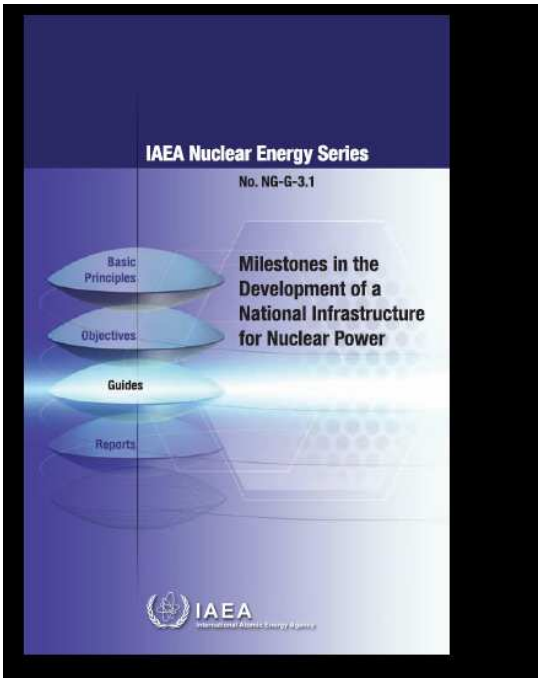
[5] P. Biczel: *Optymalne wykorzystanie pierwotnych nośników energii na przykładzie hybrydowej elektrowni słonecznej z ogniwami paliwowymi*, Praca doktorska, Politechnika Warszawska, 2003

[6] S. Meier: *Novel voltage source converter based HVDC transmission system for offshore wind farms*, Ph.D. dissertation, Dept. Electr. Eng., Royal Inst. Technol., Stockholm, Sweden, 2005

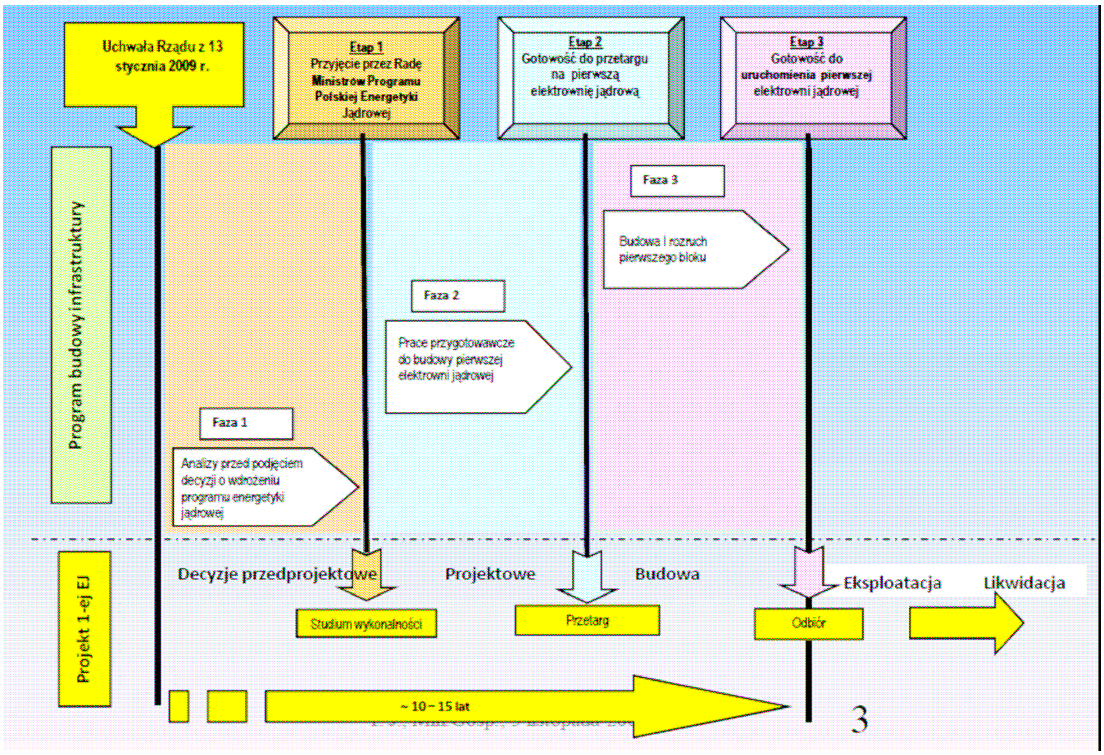
[7] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, Z. Chen, and M. Liserre: *Power converters and control of renewable energy systems*, in Proc. 6thInt. Conf. Power Electron., Oct. 18–22, 2004, vol. 1, pp. 1–20

PRZYGOTOWANIE INFRASTRUKTURY DLA BUDOWY PIERWSZEJ ELEKTROWNI JĄDROWEJ W POLSCE

Tomasz Jackowski
Ministerstwo Gospodarki, Warszawa



Rys. 1. Podstawowy dokument dotyczący infrastruktury dla energetyki jądrowej.



Rys. 2. Proces wdrożenia programu energetyki jądrowej.

KAMIENIE MILOWE

1. Gotowość do świadomego przyjęcia programu energetyki jądrowej.
2. Gotowość do ogłoszenia zamówienia publicznego na pierwszy blok pierwszej elektrowni jądrowej.
3. Gotowość do odbioru i eksploatacji pierwszego bloku jądrowego.

PODSTAWOWE ZADANIA W BUDOWIE INFRASTRUKTURY

Stanowisko państwa-etap I

- Państwowa instytucja wdrażająca program energetyki jądrowej ustanowiona i obsadzona personelem
- Potrzeby w zakresie bezpieczeństwa jądrowego, bezpieczeństwa fizycznego i nieproliferacji rozpoznane i postępowanie określone
- Określone odpowiednie międzynarodowe instrumenty prawne
- Określone zrozumiałe ramy prawne
- Określenie procedury budowy niezależnego dozoru jądrowego
- Energetyka jądrowa włączona do narodowej polityki rozwoju
- Określenie metody zarządzania projektem

- Określenie potrzeb w zakresie zasobów ludzkich i metod ich budowania
- Określenie źródeł finansowania
- Określenie potrzeb i metod w zakresie gospodarki odpadami promieniotwórczymi i ich przechowywania
- Ocena możliwości dostaw komponentów i usług z kraju i zagranicy
- Utworzenie środków i wypracowanie metod transparentnego przekazu informacji i konsultacji społecznych dotyczących programu energetyki jądrowej

Bezpieczeństwo jądrowe - etap I

Określenie potrzeb w zakresie:
- Znaczenia bezpieczeństwa jądrowego
- Długoterminowego zaangażowania dla pierwszej elektrowni jądrowej
- Partnerskiej współpracy międzynarodowej
- Potrzeby międzyrządowych instrumentów bezpieczeństwa
- Poparcia przez międzynarodowe stowarzyszenia
- Niezależnego dozoru jądrowego

Zarządzanie - etap I

- Polityka energetyczna i konkurencyjność energetyki jądrowej
- Ocena zaangażowania uczestników procesu
- Identyfikacja możliwych technologii reaktorowych
- Ocena dostępności długoterminowych źródeł finansowania
- Przeanalizowanie opcji własnościowej i odpowiedzialności za eksploatację
- Analiza wymogów dotyczących fizycznego bezpieczeństwa obiektu i nieproliferacji
- Rozpoznanie potrzeb w zakresie gospodarki odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem
- Analiza Prawa Atomowego
- Analiza istniejących ram prawnych dla energetyki jądrowej
- Analiza dozoru jądrowego
- Określenie potrzeb w zakresie zasobów ludzkich
- Określenie możliwości udziału krajowego przemysłu
- Uwarunkowania członkostwa w MAEA

Finansowanie - etap I
Opracowanie strategii finansowania w zakresie:

- Początkowa infrastruktura
- Akceptacja społeczno-polityczna
- Budowa kompetentnego zespołu ds. zatrudni kadrowego
- Zbudowanie i utrzymywanie niezależnego dozoru jądrowego
- Budowa zespołu zarządzającego projektem o wysokich kompetencjach
- Budowa zespołu eksploatacyjnego
- Działania w zakresie ochrony fizycznej i nieproliferacji

- Długoterminowe przechowywanie odpadów promieniotwórczych i likwidacja elektrowni
- Projekt energetyki jądrowej w uwarunkowaniach krajowych

System prawny - etap I

- Identyfikacja przez NEPIO wszystkich istotnych elementów prawa i przedstawienie ich do dyskusji pozostałym udziałowcom procesu
- Determinacja w opracowaniu i wprowadzeniu potrzebnych aktów prawnych

Safeguard - etap I

- Wypełnienie zobowiązań wynikających z Traktatu o Nieproliferacji wraz z Protokołem Dodatkowym i utworzeniem systemu zliczania i kontroli materiałów rozszczepialnych
- Wprowadzenie aktów prawnych dotyczących nieproliferacji

System regulacyjny - etap I

- Ocena istniejącego sytemu regulacji
- Określenie potrzeby zmian w systemie regulacyjnym

Ochrona radiologiczna- etap I

- Określenie przez NEPIO zagrożenia na skutek eksploatacji elektrowni jądrowej i potrzeby zmian przepisów prawnych i wzmocnienia infrastruktury bezpieczeństwa
- Standardy i wymogi bezpieczeństwa radiologicznego równoważne Basic Safety Standards MAEA

Sieć elektroenergetyczna - etap I

- Określenie przez NEPIO konkurencyjności energetyki jądrowej w narodowych planach rozwoju
- Określenie wymogów związanych z siecią elektroenergetyczną

Budowa zasobów ludzkich - etap I

- Określenie przez NEPIO kwalifikacji i umiejętności potrzebnych do realizacji Programu Energetyki Jądrowej
- Opracowanie planów wykształcenia i utrzymania bazy zasobów ludzkich

Zaangażowanie udziałowców procesu - etap I

- Transparentna i aktualna informacja od początku procesu przygotowywania programu energetyki jądrowej
- Intensywny program edukacji i informacji społecznej zorganizowany przez NEPIO i Rząd

Lokalizacja EJ - etap I

- Generalny przegląd możliwych lokalizacji przeprowadzony przez NEPIO
- Wybór najlepszych lokalizacji

Ochrona środowiska - etap I

- Analiza przez NEPIO zagadnień środowiskowych
- Przedstawienie publiczne raportu na temat wpływu elektrowni na środowisko

Postępowanie awaryjne - etap I

- Określenie potrzeb w zakresie planów postępowania awaryjnego
- Informacja z udziałem władz lokalnych i państwowych

Bezpieczeństwo i ochrona fizyczna - etap I

- Przyjęcie wymagań dotyczących bezpieczeństwa i ochrony fizycznej
- Określenie niezbędnych zmian prawnych

Cykl paliwowy - etap I

- Wiedza na temat etapów cyklu paliwowego i jego opcji określona przez NEPIO
- Określenie potrzeb w zakresie przechowywania na terenie elektrowni wypalonego paliwa
- Rozważenie rozwiązań technicznych przechowalników wypalonego paliwa

Odpady promieniotwórcze - etap I

- Określenie przez NEPIO potrzeb w zakresie gospodarki odpadami promieniotwórczymi z elektrowni jądrowych
- Sprawdzenie istniejących możliwości składowania odpadów promieniotwórczych
- Przyjęcie rozwiązań dotyczących ostatecznego składowania odpadów wysoko aktywnych

Udział przemysłu - etap I

- Polityka państwa w zakresie udziału w projekcie przemysłu krajowego
- Określenie i ścisłe przestrzeganie zasad zapewnienia jakości dostaw

Zaopatrzenie - etap I

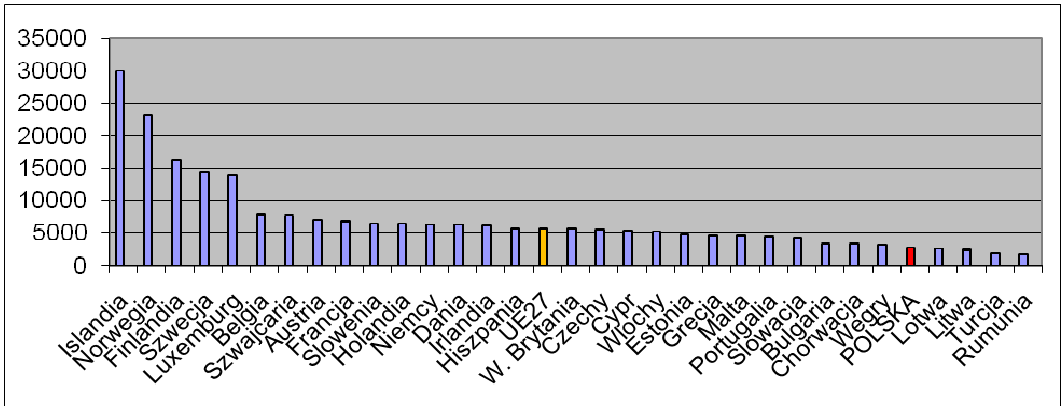
- Przyjęcie przez NEPIO jednolitych zasad zakupu urządzeń dla obiektów jądrowych
- Przyjęcie spójnych rozwiązań dotyczących dostaw urządzeń jądrowych

NOWY PROJEKT „POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2030 ROKU"

Polski sektor energetyczny stoi obecnie przed poważnymi wyzwaniami. Wysokie zapotrzebowanie na energię, nieadekwatny poziom rozwoju infrastruktury wytwórczej i transportowej paliw i energii, uzależnienie od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej oraz zobowiązania w zakresie ochrony środowiska, w tym dotyczące klimatu powodują konieczność podjęcia zdecydowanych działań.

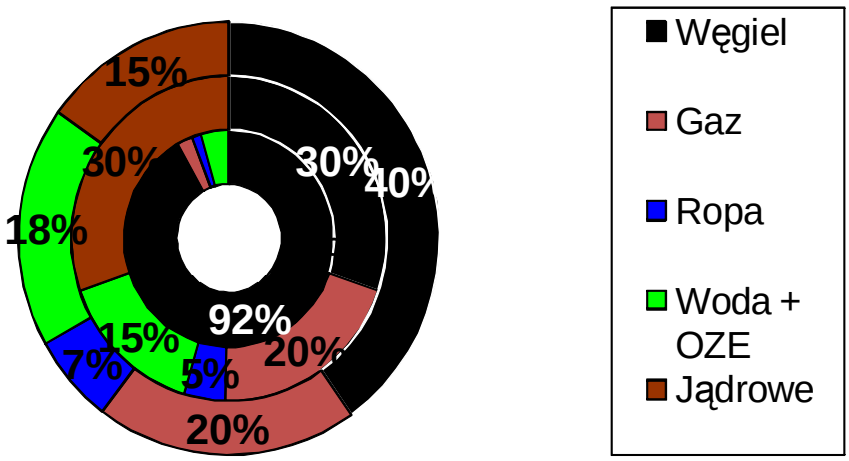
PRIORYTETOWE KIERUNKI DZIAŁAŃ ZAPISANE W PROJEKCIE

- Poprawa efektywności energetycznej,
- Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.



Rys. 3. Konsumpcja energii elektrycznej per capita – Eurostat 2006.

- Polska 2699 kWh/rok per capita
- UE27 5707 kWh/rok per capita



Rys. 4. Struktura paliw w produkcji energii elektrycznej.

STAN ENERGETYKI JĄDROWEJ NA ŚWIECIE

Prognozy MAEA i NEA/OECD

Wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych w granicach:

- z 368 496 MW do 415 000-516 000 MW w 2020 r.
- do 419 000-640 000 MW w 2030 r.

Historia

- pierwsze reaktory energetyczne przejmowane były z programów wojskowych, miały moderator grafitowy, były chłodzone wodą lub CO2, pracowały na uranie naturalnym lub wzbogaconym
- pierwszą na świecie elektrownią jądrową była, powstała w 1954 r., Obnińska Elektrownia Atomowa, o mocy 5 MW elektrycznej i 30 MW cieplnej
- od 1957 r. działała w Anglii pierwsza komercyjna elektrownia jądrowa Calder Hall
- pierwszą ej wybudowaną bez pomocy państwa – była amerykańska Yankee Rowe 160 MWe
- Większość z istniejących obecnie na świecie elektrowni jądrowych to reaktory lekkowodne:
  - wodne ciśnieniowe Pressurized Water Reactor PWR (obecnie 65 %) - pierwszy firmy Westinghouse 1957 r.
  - wodne wrzące Boiling Water Reactor BWR (obecnie 23 %) – pierwszy firmy General Electric w 1960 r.

Generacje reaktorów

- I Generacja - historyczne reaktory prototypowe z lat 50-ych i 60-ych
- II Generacja – ujednolicone reaktory poszczególnych typów instalowane w latach 70-ych i 80-ych
- III Generacja – zbudowane na podstawie Utility Requirements Document URD z 1996 r.

III Generacja reaktorów

- Advanced Boiling Water Reactor ABWR 1350 MW firm General Electric i Toshiba
- EPR 1600 MW francusko-niemieckiej firmy AREVA
- US EPR firmy AREVA i CONSTELLATION
- kanadyjski ACR
- rosyjski WWER 1150 MW

Generacja III+ z elementami pasywnymi

- Economic Simplified ESBWR 1550 MW firmy General Electric
- AP (Advanced Passive) 600 MW i 1000 MW firmy Westinghouse
- International Reactor Innovative and Secure IRIS o mocy 335 MW opracowywany przez międzynarodowe konsorcjum pod przewodnictwem Westinghouse (również czasem uważany za IV Generację)

IV Generacja

- Reaktory wysokotemperaturowe do wykorzystywania ciepła procesowego (produkcja wodoru, odsalanie wody morskiej, gazyfikacja węgla)
- Reaktory na neutrony prędkie wykorzystujące U238 i wypalające aktynowce i transuranowce
- Przewidywane wersje komercyjne 2030 – 2050 w zależności od typu

Reaktory termojądrowe

- ITER – międzynarodowa próba zbudowania reaktora opartego na fuzji jądrowej
- przewidywane wykorzystanie przemysłowe pod koniec XXI wieku

DZIAŁANIA PODJĘTE I PLANOWANE W POLSCE

Bezpieczeństwo energetyczne Polski wymaga zapewnienia dostaw odpowiedniej ilości energii elektrycznej w rozsądnych cenach przy równoczesnym zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Ochrona klimatu wraz z przyjętym w UE pakietem klimatyczno-energetycznym powoduje konieczność przestawienia produkcji energii na technologie o niskiej emisji CO_2.

W istniejącej sytuacji szczególnego znaczenia nabrało wykorzystywanie wszelkich dostępnych technologii z równoległym podnoszeniem poziomu bezpieczeństwa energetycznego i obniżaniem emisji zanieczyszczeń przy zachowaniu efektywności ekonomicznej.

Wobec obecnych trendów europejskiej polityki energetycznej, jednym z najbardziej pożądanych źródeł stała się energetyka jądrowa, która oprócz braku emisji CO_2 zapewnia również niezależność od typowych kierunków pozyskiwania surowców energetycznych.

Uchwała Rządu z 13 stycznia 2009 roku zobowiązuje wszystkich uczestników procesu do podjęcia intensywnych działań w celu przygotowania warunków do wdrożenia programu energetyki jądrowej w Polsce w zgodzie z wymogami i zaleceniami sprecyzowanymi w dokumentach Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej.

Rozporządzenie Rady Ministrów z 12 maja 2009 w sprawie powołania Pełnomocnika Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej

Powołanie 19 maja 2009 roku Hanny Trojanowskiej na Pełnomocnika Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej

Przyjęcie przez Radę Ministrów 11 sierpnia Ramowego Harmonogramu Działań dla Energetyki Jądrowej

Zadania Pełnomocnika

Rolą pełnomocnika jest wybudowanie infrastruktury i koordynacja prac nad programem wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce

Pełnomocnik otrzyma pełne wsparcie Polskiej Grupy Energetycznej

INFRASTRUKTURA DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ

- Dostosowanie systemu prawnego dla sprawnego przeprowadzenia procesu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce,
- Wykształcenie kadr dla energetyki jądrowej,
- Informacja i edukacja społeczna na temat energetyki jądrowej,
- Wybór lokalizacji dla pierwszych elektrowni jądrowych,
- Wybór lokalizacji i wybudowanie składowiska odpadów promieniotwórczych nisko i średnio aktywnych,
- Wzmocnienie kadrowe i kompetencyjne instytucji odpowiedzialnej za dozór jądrowy,
- Utworzenie zaplecza badawczego dla programu energetyki jądrowej na bazie istniejących instytutów badawczych,
- Przygotowanie rozwiązań cyklu paliwowego zapewniających Polsce trwały i bezpieczny dostęp do paliwa jądrowego, recyklingu wypalonego paliwa i składowania wysoko aktywnych odpadów promieniotwórczych,

Rys.5. Potencjalne lokalizacje EJ w Polsce na podstawie prac prowadzonych w latach 80-tych. Szkolenie Kadr.

Szkolenie Kadr

I ETAP

- w latach 2009-2013 – szkolenie edukatorów dla uczelni technicznych oraz trzonu kadr dla instytucji koordynującej i dozorowej ½ roku w odpowiednich instytucjach w krajach posiadających rozwiniętą energetykę jądrową oraz ½ roku w elektrowniach jądrowych
- uruchomienie studiów II stopnia i podyplomowych we współpracy z zagranicznymi uczelniami technicznymi

II ETAP

- Studia drugiego stopnia magisterskie lub studia podyplomowe częściowo w zagranicznych uczelniach technicznych lub ekonomicznych - 300 absolwentów
- Szkolenie 6 miesięcy w elektrowni jądrowej lub współpracującym z nią ośrodku treningowym

III ETAP

- Studia specjalistyczne magisterskie w dziedzinach niezbędnych dla energetyki jądrowej - 500 absolwentów
- Szkolenie 6 miesięcy w elektrowni jądrowej lub współpracującym z nią ośrodku treningowym

Misje MAEA

- W tym roku ma przyjechać do Polski misja wstępna INIR. Ma ona na celu ocenę przygotowania kraju na etapie początkowym do wprowadzenia energetyki jądrowej. Następnie podobne misje mają oceniać postępy na każdym etapie prac przed przekroczeniem kolejnych kamieni milowych
- Misja IRRS w przyszłym roku ma ocenić przygotowanie PAA do pełnienia funkcji dozoru jądrowego w polskim programie energetyki jądrowej.

WPŁYW ELEKTROWNI JĄDROWYCH W CZASIE NORMALNEJ PRACY NA ZDROWIE LUDZI I ŚRODOWISKO

Jolanta Naniewicz
Centrum Onkologii, Warszawa

WPROWADZENIE – OD AUTORA

Jestem fizykiem i w październiku minęło czterdzieści lat, odkąd mam do czynienia z promieniowaniem – moja specjalizacja i praca dyplomowa wiązała się z detekcją promieniowania jonizującego. Tą dziedziną fizyki zajmowałam się również jako pracownik naukowy Uniwersytetu Jagiellońskiego w latach siedemdziesiątych.

Kilka czynników zdecydowało, że od początku lat osiemdziesiątych ukierunkowałam moje zainteresowania na fizykę medyczną. Siłą rzeczy był to ten jej zakres, który obejmuje stosowanie promieniowania jonizującego do celów diagnostyki i terapii.

Obecnie jestem Inspektorem Ochrony Radiologicznej oraz doradcą w zakresie ochrony przed promieniowaniem personelu i pacjenta dla firmy RTA, polskiego przedstawiciela producentów akceleratorów medycznych, urządzeń do brachyterapii i radiochirurgii oraz wyposażenia do kontroli jakości w tym zakresie. Rolę Inspektora OR i doradcy powierzył mi również Instytut Hematologii i Transfuzjologii oraz Centrum Radiochirurgii Allenort, które wdraża do stosowania pierwsze w Polsce urządzenie do radiochirurgii centralnego systemu nerwowego.

Zajmowanie się fizyką medyczną w tym zakresie wymaga poznania podstaw radiobiologii, na których opiera się strategia radioterapii, ale również rozumienia procesów wywołujących choroby nowotworowe związane z ekspozycją na promieniowanie. Nowotwory wtórne po dużych dawkach miejscowych są jednym z powikłań w radioterapii, występujących znacznie rzadziej niż inne rodzaje ubocznych skutków takiego leczenia, ale wymagających uważnej obserwacji długi czas po zakończeniu leczenia. Nowotwór indukowany promieniowaniem może objawić się nawet kilkadziesiąt lat po ekspozycji. W czasie mojej pracy w Instytucie Onkologii byłam współautorem publikacji na ten temat [1].

Moim zasadniczym zadaniem od lat osiemdziesiątych, najpierw w Instytucie Onkologii, a potem w Centrum Onkologii im. M.Skłodowskiej-Curie w Warszawie była funkcja Inspektora Ochrony Radiologicznej, czyli te wszystkie działania, które mają chronić personel szpitala i osoby z ogółu ludności przed niekontrolowaną czy nadmierną dawką promieniowania.

Praca Inspektora Ochrony Radiologicznej związana jest również ze szkoleniem personelu – przede wszystkim osób pracujących w narażeniu na promieniowanie, ale również tych działających w sąsiedztwie, stykających się z pacjentami poddawanymi diagnostyce radioizotopowej czy radioterapii. Długoletnia praktyka w tym zakresie pozwoliła mi zorientować się, jak uboga i obciążona uprzedzeniami jest wiedza o wpływie promieniowania na organizm ludzki, jak szczególna i sprzeczna nieraz z poziomem wykształcenia jest percepcja ryzyka w tym zakresie.

Zdarzało się, że łatwiej było mi wytłumaczyć podstawowe aspekty działania promieniowania i problem wielkości dawki salowej czy technikowi niż np. lekarzowi chemioterapeucie, który uparł się

uważać, że promieniowanie występujące w przyrodzie ma zupełnie inną naturę, niż to, które emituje aparat rentgenowski czy tzw. „bomba kobaltowa". W jego mniemaniu fizyk- specjalista był „na żołdzie" dyrekcji szpitala przede wszystkim po to, żeby uspokajać ludzi i żeby jednak ktoś tu pracował.

Takie obserwacje zachęciły mnie do czytania prac o percepcji ryzyka, w tym właśnie ryzyka związanego z ekspozycją na promieniowanie jonizujące.

W czasie lektury prac naukowych związanych z tematem skutków promieniowania dla organizmu ludzkiego spotkałam się oczywiście z publikacjami dotyczącymi badań otoczenia elektrowni jądrowych w czasie normalnej pracy i w sytuacjach awaryjnych – wtedy obiektem pilnej obserwacji były m.in. następstwa awarii w elektrowni Three Mile Island w Stanach Zjednoczonych.

Niedługo potem zdarzył się Czarnobyl. To już nie były odległe problemy, to nie był mało znaczący wyciek, to były trudne pytania i wyzwania „na teraz". Co nam grozi naprawdę? Co mówić tak wielu pytającym?

Po kilkunastu dniach od awarii wiadomo było, że sytuacja jest pod kontrolą. Można było coś szacować, można było zastanawiać się nad skutkami. Wtedy właśnie zdarzyło się coś, co zapadło mi w pamięć na długo i skłoniło do zajęcia się biologicznymi skutkami promieniowania bardziej dogłębnie. Z nagła wizytą zjawiła się koleżanka, wówczas 34-letnia, zapłakana i roztrzęsiona. Przyszła do mnie prosto od ginekologa, do którego poszła po poradę – była w trzecim miesiącu wyczekanej i wymodlonej, pierwszej ciąży. Prawie od progu usłyszała: „To co, usuwamy?" Bez dyskusji o szansach, stopniu ryzyka, rodzaju ryzyka. Ten lekarz wiedział najlepiej.

Takich historii było wtedy w Polsce wiele. Zdawałam sobie z tego sprawę i trzeba było „od zaraz" zacząć „psychoterapię", czyli rozmowy o tym, co już wiem o działaniu promieniowania, czego zamierzam się dowiedzieć i o tym, że wywołany przez ogólną panikę po awarii i jakże wzmocniony przez lekarza stres może zaszkodzić jej bardziej niż promieniowanie. Moje informacje przekazywała nie mniej zestresowanej rodzinie i dwóm ciężarnym koleżankom. Potem i one przychodziły na te rozmowy, aż do szczęśliwych porodów. Dwóch chłopców i dziewczynka uratowanych od ludzkiej głupoty, od zabobonu i zadufania, również w wydaniu człowieka, którego zadaniem było „primum non nocere" – przede wszystkim nie szkodzić!

Pogłębianie wiedzy o skutkach promieniowania już wcześniej oraz chęć dotarcia z nią do lekarzy zaowocowały współpracą z Państwowym Zakładem Higieny i Ministerstwem Zdrowia. W jej wyniku powstała praca przeglądowa o skutkach małych dawek promieniowania dla organizmu człowieka, opublikowana w Polskim Przeglądzie Radiologicznym w 1986 roku [2].

Wiele materiałów przywoływanych w tej pracy dotyczyło badań epidemiologicznych w otoczeniu elektrowni jądrowych, choć zgłoszona została jeszcze przed Czarnobylem.. Ze względu na niegasnące dyskusje na ten temat starałam się śledzić wszystkie bieżące doniesienia; jako część ważnej dla mnie wiedzy takie badania interesowały mnie przez kolejnych dwadzieścia lat. Wobec tego, co juz wiedziałam, zaniechanie budowy elektrowni z Żarnowcu postrzegałam jako bezprzykładne marnotrawstwo...

Skąd wzięła się radiofobia, która nie tylko w naszym kraju kosztowała i nadal kosztuje tak wiele i tak bardzo nieraz szkodzi?

PROMIENIOWANIE JONIZUJĄCE – ZAWSZE I WSZĘDZIE WOKÓŁ NAS

Promieniowanie jonizujące towarzyszy gatunkowi ludzkiemu od zawsze; stanowi i stanowiło element naszego naturalnego otoczenia. Dochodzi do nas ze wszystkich stron: z kosmosu, przenikając atmosferę, dachy i sufity, z podłoża – i to zarówno z wyłożonego betonowymi płytami chodnika, jak i z bazaltowych płyt górskiej ścieżki. Promieniuje siedzący obok nas człowiek, substancje promieniotwórcze zawarte są w otaczającym nas powietrzu i wodzie. Każdego dnia miliony kwantów i cząstek naturalnego promieniowania jonizującego przenika nasze ciało.

Kiedyś jego natężenie było znacznie większe; średnia dawka roczna była większa od obecnej co najmniej kilkanaście razy, a maksymalne wartości, w których rozwijał się nasz gatunek, wymusiły powstanie mechanizmów obronnych i naprawczych dla struktur biochemicznych w naszych komórkach. Mechanizmy tego rodzaju bronią nas przed szkodliwym działaniem wielu innych czynników naturalnych w naszym otoczeniu.

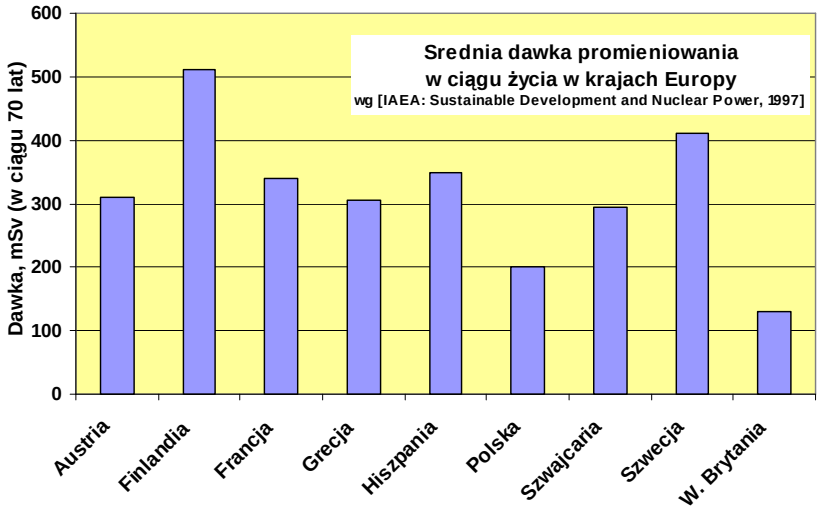
Obecnie średnia dawka roczna promieniowania pochodzacego ze źródel naturalnych wynosi ok. 2,4 mSv. Wokół podanej średniej rozrzut jest bardzo duży. Wahania tła, powodowane głównie różnicami w zawartości radonu w glebie wynoszą typowo od 1 do 10 mSv/rok, [3]. Polska znajduje się w obszarze średnich dawek, choć i na obszarze naszego kraju są istotne różnice – rzędu 0,6 mSv dla samej tylko dawki promieniowania gamma od tła naturalnego. Gdyby dołączyć tu wpływ radonu, moglibyśmy uzyskać różnice nawet kilkakrotnie większe w obrębie tej samej miejscowości, a nawet ulicy.

Tabela 1. Wartości średniej mocy dawki gamma w powietrzu w miastach Polski [4].

Miejscowość (lokalizacja)	Średnia roczna [mSv/rok]	Różnica dawki rocznej w odniesieniu do Wrocławia, mSv/rok
Wrocław	0,517	0
Łódź	0,596	0,079
Białystok	0,613	0,096
IEA Swierk,	0,613	0,096
Szczecin	0,683	0,166
Warszawa	0,736	0,219
Toruń	0,745	0,228
Warszawa	0,753	0,236
Świnoujście	0,797	0,280
Olsztyn	0,806	0,289
Lublin	0,858	0,341
Gdynia	0,867	0,350
Kraków	0,885	0,368
Legnica	0,955	0,438
Lesko	0,998	0,481
Zakopane	1,042	0,525

Rys. 1. Wkład różnych źródeł promieniowania do średniej dawki rocznej w Polsce.

Duże różnice w naturalnym tle promieniowania występują w naszym najbliższym sąsiedztwie: tło promieniowania naturalnego w Szwecji jest dwukrotnie większe niż w Polsce, a w Finlandii ponad 2,5 razy większe, jak widać na rys.2



Rys. 2 Średnie dawki otrzymywane przez 70 lat w różnych krajach Europy [5].

Dawki od tła naturalnego są w wielu rejonach świata co najmniej kilkadziesiąt razy wyższe niż dawki od narażenia zawodowego w medycynie czy energetyce jądrowej, znacznie wyższe od dawek, które Polska i inne kraje Europy otrzymały po awarii czarnobylskiej. W pewnych rejonach Brazylii, Indii, czy Iranu moce dawki są znacznie większe i dochodzą do 35 mSv/rok (Kerala, Indie lub Guarapari, Brazylia), a nawet do 300 mSv/rok (Ramsar, Iran).

Rys.3. Pomiar tła naturalnego w Ramsar: 142 - 143 mikroGy/h (ściana sypialni) [6, 7].

Tabela 2. Porównanie rocznych dawek promieniowania od źródeł naturalnych i sztucznych [mSv.]

420	Dawka roczna kosmonauty na orbicie
300	Dawka roczna od promieniowania naturalnego w Ramsar (Iran)
20	Dawka roczna w niewietrzonym domu na podłożu granitowym
3,6	Dawka roczna od promieniowania naturalnego na wysokości 1500 m npm.
2,4	Dawka roczna średnia na ziemi od źródeł naturalnych
0,7	Dawka otrzymywana przy prześwietleniu rentgenowskim płuc
0,06	Dawka od promieniowania kosmicznego podczas lotu Warszawa-New York-Warszawa
<0,01	Dawka otrzymywana podczas tygodniowego pobytu na nartach w górach
<0,01	Dawka roczna w najbliższym sąsiedztwie elektrowni jądrowej

Większość ludzi niemających do czynienia z problemami promieniowania nie zdaje sobie z tego sprawy; nie wie o tym nawet wielu fizyków i przeważająca liczba lekarzy. Wiedza o promieniowaniu i jego skutkach, przynajmniej w podstawowym zakresie, powinna być przekazywana w szkole średniej, nie mówiąc już o studiach medycznych.

DAWKI WOKOŁO ELEKTROWNI JĄDROWYCH – DOPUSZCZALNE I RZECZYWISTE

Wielkość rekomendowanej dawki dopuszczalnej dla ludności, powodowanej przez instalacje jądrowe, wynosi - zgodnie z zaleceniem Międzynarodowej Komisji Ochrony Przed Promieniowaniem (ICRP) - 1 mSv/rok. Wielkość tę przyjęto jako obowiązującą w krajach Unii Europejskiej. Dodatkowo w niektórych krajach urzędy dozoru jądrowego wprowadzają ograniczenia mające zapewnić, że w stosunku do zaleceń ICRP będzie zachowany margines bezpieczeństwa w

przypadku jednoczesnej pracy kilku elektrowni jądrowych lub innych dużych źródeł promieniowania (poza napromieniowaniem związanym z medycyną).

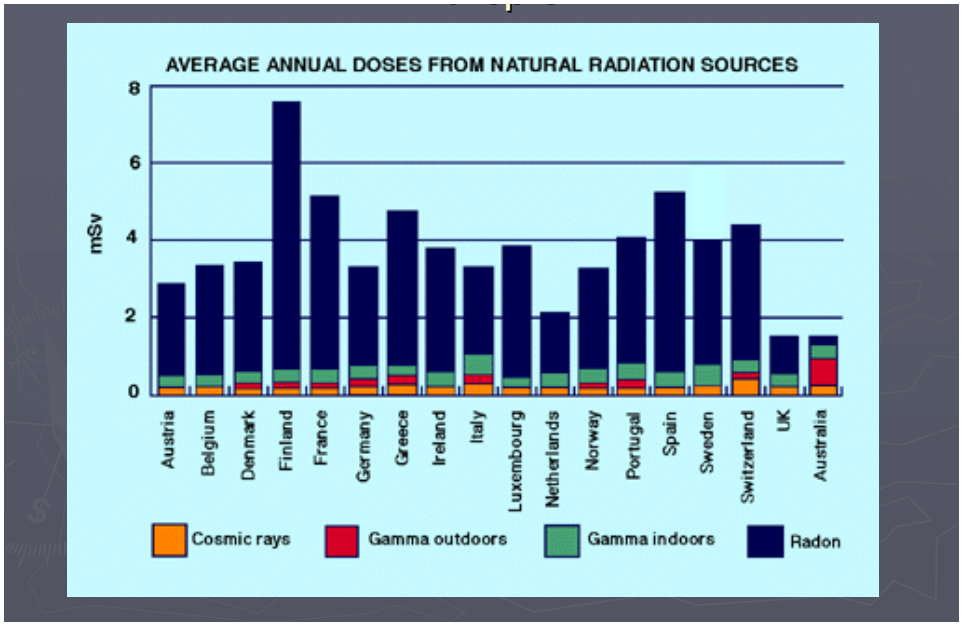
W Niemczech dla promieniowania z EJ ustalono limit równy 0,3 mSv/rok. W Finlandii urząd dozoru jądrowego określił emisje dopuszczalne z elektrowni tak, by dodatkowa dawka roczna powodowana przez EJ nie przekraczała 0,1 mSv. We Francji natomiast obowiązuje dawka 1 mSv/rok, chociaż limity uwolnień odpowiadają dawkom o wiele mniejszym.

W metodyce określania emisji dopuszczalnych urzędy dozoru przyjmują założenia niekorzystne, tak by w rzeczywistości dawki były mniejsze od dozwolonych. Ponadto elektrownie starają się utrzymać emisje na poziomie jak najmniejszym zgodnie z zasadą ALARA. W efekcie rzeczywiste dawki wokoło EJ są znacznie mniejsze od dozwolonych.

We francuskiej elektrowni jądrowej Flammanville z dwoma reaktorami typu PWR o mocy 900 MWe roczna dawka promieiowania związana ze wszystkimi emisjami z EJ wynosi typowo 0,0003 mSv/rok. Powołany przez rząd francuski Komitet Souleau stwierdził, że maksymalne dawki odpowiadające dozwolonym limitom wyniosłyby 0,3 mSv/rok, podczas gdy rzeczywiste dawki poza terenem elektrowni wyniosły średnio 0,01 mSv, a więc 30 razy mniej niż dawki graniczne, a 200 razy mniej niż tło promieniowania naturalnego [8].

W USA uwolnienia średnie ze wszystkich elektrowni jądrowych są także dużo niższe niż wartości dopuszczalne. Nigdy nie wykryto żadnych ujemnych skutków zdrowotnych powodowanych przez te niskie uwolnienia, i nie oczekuje się by kiedykolwiek takie skutki wystąpiły. Wbrew twierdzeniom publicystów antynuklearnych, przeprowadzone na ogromną skalę (obejmującą 500 000 osób) studium amerykańskiego Instytutu Chorób Nowotworowych potwierdziło, że nie ma żadnych oznak wzrostu zachorowań na raka w sąsiedztwie instalacji jądrowych w USA [9].

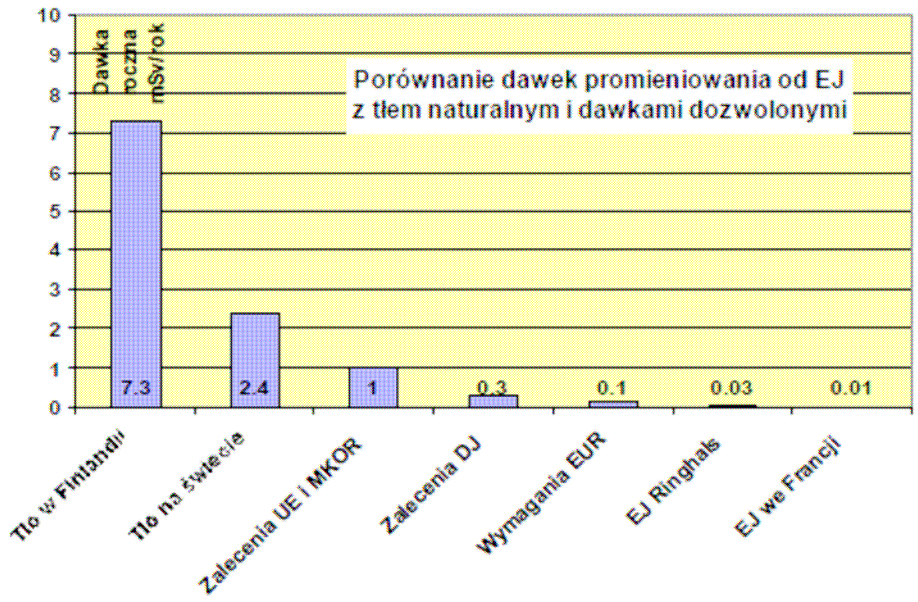
W Szwajcarii dawki wokół elektrowni jądrowych wahają się od 0,01 do 0,001 mSv rocznie. Elektrownia jądrowa w Gosgen przez 14 lat powodowała dawki dla najbardziej narażonej grupy ludności leżące poniżej 0,001 mSv/rok. Dla pokazania pełnego obrazu warto dodać, że w jednej z elektrowni szwajcarskich, mianowicie w Muehlebergu, zdarzyła się jednak awaria w systemie przerobu suchych żywic zatrzymujących materiały radioaktywne i doszło do znaczącego wydzielenia długożyciowych produktów radioaktywnych poza elektrownię. Było to w 1987 r., a od tej pory elektrownia pracuje dobrze i poziom promieniowania stale maleje. W czasie wspomnianej awarii w sąsiedztwie elektrowni uwolnienia spowodowały wzrost dawki do wartości 0,1 mSv/rok, a więc ponad 40 razy mniej od średniego poziomu tła w Szwajcarii (patrz rys.4). Trzeba tez dodać, że EJ Muehleblerg to elektrownia bardzo stara.



Rys. 4. Średnia roczna dawka od tła naturalnego w krajach europejskich.

Dawka rzeczywista dla krytycznej grupy ludności wokoło elektrowni jądrowej Ringhals (Szwecja) wynosi 0,03 mSv/rok. Dawki wokoło innych elektrowni jądrowych w Szwecji są jeszcze mniejsze. We Francji dawki dla krytycznej grupy ludności wokoło elektrowni wynoszą około 0,01 mSv/rok. Średnia moc dawki dla ludności Francji, gdzie przecież energia jądrowa dostarcza 80% potrzebnej krajowi energii elektrycznej, wynosi 0,001 mSv/rok, a więc jest pomijalnie mała według wszelkich ocen, czy to formułowanych przez Francuską Akademię Medyczną, czy przez ICRP lub UNSCEAR.

W Finlandii [10] dawki dopuszczalne dla ludności powodowane pracą elektrowni jądrowej ustalono na
0,1mSv/rok. Przy przyjęciu niekorzystnych założeń, dawka efektywna, którą mogła spowodować praca elektrowni jądrowej Olkiluoto z blokami 1 i 2 oceniana była na 0,044 mSv/rok. W ciągu ostatnich kilku lat dawka obliczona na podstawie rzeczywistych danych dla najbardziej narażonej osoby w okolicy EJ Olkiluoto była dużo niższa, poniżej 0,0002 mSv/rok. Po oddaniu do eksploatacji nowego bloku nr 3 (reaktorem PWR o mocy 1600 MWe) dawki dopuszczalne dla ludności nie zmienią się i pozostaną na poziomie 0,1 mSv/rok.

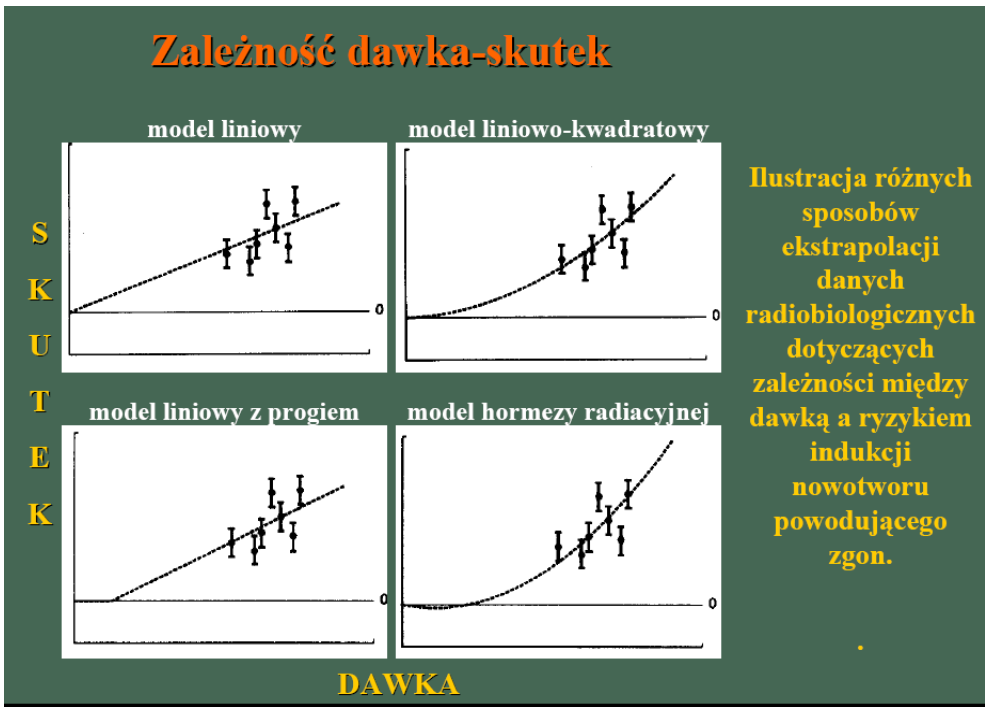


Rys. 5. Porównanie średnich dawek rocznych od EJ z tłem naturalnym i zaleceniami międzynarodowymi i krajowymi (DJ – krajowy dozór jądrowy, MKOR – Międzynarodowa Komisja Ochrony Radiologicznej).

SKĄD SIĘ WZIĘŁY TAK RESTRYKTYWNE LIMITY?

W 1959 r., wobec braku informacji na temat skutków małych dawek promieniowania, w dążeniu do ostrożniejszego postępowania z substancjami radioaktywnymi, a w szczególności do przerwania prób broni jądrowej, Międzynarodowa Komisja Ochrony Radiologicznej (ICRP) wprowadziła hipotezę, zwaną modelem liniowym bezprogowym LNT (*Linear No Threshold*). Wg LNT zagrożenie od małej dawki jest równe zagrożeniu od dawki dużej, pomnożonemu przez stosunek dawek i odpowiednie współczynniki proporcjonalności. Model ten zakłada, że zarówno zachorowania na raka jak i skutki genetyczne małych dawek promieniowania są wynikiem mutacji powodowanych bezpośrednio przez promieniowanie jonizujące. Wobec faktu, że nie ma bezpośrednich danych dla małych dawek, stosuje się ekstrapolację z danych opisujących skutki dużych dawek promieniowania, a konkretnie - skutki jednorazowej ekspozycji na duże dawki ludności w Hiroszimie i Nagasaki.

Hipoteza LNT stała się podstawą ochrony radiologicznej. Na tej podstawie sformułowano zasadę ograniczania dawek tak bardzo, jak tylko jest to rozsądnie możliwe (ALARA) i wprowadzono bardzo skuteczny, choć kosztowny system barier chroniących przed rozprzestrzenianiem promieniowania z elektrowni jądrowych i niezwykle obciążające dla finasów służby zdrowia wymogi odnośnie osłon wokół aparatów diagnostycznych i terapeutycznych. Wg polskich przepisów osłona ma zapewniać zmniejszenie dawki do 0,3 mSv rok!



Rys. 6. Różne modele ekstrapolacji danych z obszaru znanych skutków wysokich dawek [6].

Praktycznie od wprowadzenia tego modelu wśród specjalistów trwa dyskusja na temat zasadności jego utrzymywania. Badania procesu kancerogenezy, czyli powstawania chorób nowotworowych wskazują, że choroby nowotworowe są procesami wieloetapowymi, a takie procesy w przyrodzie nie są liniowe. Ich przebieg jest zawsze krzywoliniowy, nieraz opisywany różnymi funkcjami w poszczególnych zakresach, na ogół z progiem dawki czynnika inicjującego czy promującego chorobę nowotworową. Wątpliwości co do wyboru modelu LNT dla dopasowania przebiegu funkcji w obszarze małych dawek obrazuje rys. 6.

CO WNIOSŁY NOWE DANE O SKUTKACH PROMIENIOWANIA OD CZASU WPROWADZENIA MODELU LNT?

Od czasu wprowadzenia modelu LNT pojawiło się bardzo dużo nowych danych na temat działania małych dawek promieniowania, publikowanych w pracach naukowych, zbieranych i analizowanych w dużych raportach instytucji międzynarodowych i organizacji. Wiele towarzystw naukowych organizowało dyskusje na ten temat, publikowane w czasopismach specjalistycznych o światowym zasięgu**.**

Wiele z tych doniesień ma tak doniosły i znaczący charakter, że należy przytoczyć ich podstawowe rezultaty.

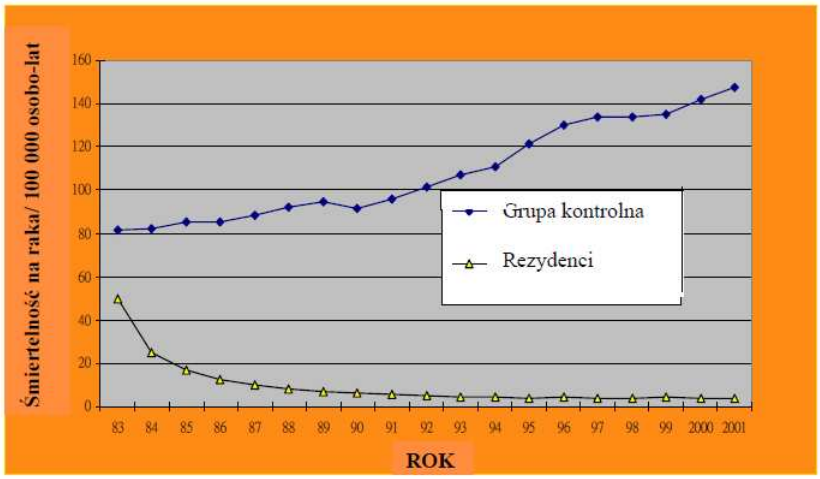
Tabela 3. Zmniejszenie śmiertelności w dużych populacjach napromienionych małymi dawkami (1- 500 mSv) [11].
A – wszystkie przypadki; C – rak; L – białaczka; NC – nie-raki; LC – raki płuc.

Rodzaj narażenia	Zmniejszenie śmiertelności	Źródło danych
Wysokie tło promieniowania naturalnego, USA	15% - C	Frigrio i Stowe, 1976
Wysokie tło promieniowania naturalnego, Chiny	15% - C	Wei, 1990
Pracownicy przemysłu jądrowego, Kanada	68% - L	Gribbin i wsp., 1992
Pracownicy transportu przemysłu jądrowego, USA	24% - A 58% - L	Matanoski, 1991
Pracownicy przemysłu jądrowego z ośrodków: Hanford, ORNL i Rocky Flats (łącznie), USA	9% - C 78% - L	Gilbert i wsp., 1993
Radiolodzy medyczni zatrudnieni w latach 1955 – 1979, Wielka Brytania	32% - A 29% - C 36% - NC	Berrington i wsp., 2001
Zatrudnieni przy produkcji plutonu, Majak, Rosja	29% - L	Tokarskaya i wsp., 1997
Wysokie stężenie radonu w mieszkaniach, USA	35% - LC	Cohen, 1995
Wypadek na Wschodnim Uralu, Rosja	39% - C	Kostyuchenko i Krestinina, 1994
Awaria w Czarnobylu - likwidatorzy	13% - C 15% - A	Ivanov i wsp., 2001
Pacjenci diagnozowani jodem-131, Szwecja (dawki na tarczycę 0 – 257 mGy)	38% - C	Hall i wsp., 1996

BADANIE MIESZKAŃCÓW OSIEDLA W TAJWANIE [12]

Względnie niedawno, bo w 2004 roku, podano do wiadomości wyniki badań znaczącej liczby (ok. 10 tysięcy) mieszkańców Tajwanu, którzy przez 9 do 20 lat mieszkali w osiedlu 180 domów zbudowanych z betonu, w którym stal zbrojeniowa została, oczywiście nieświadomie, zanieczyszczona stopionym wspólnie silnym źródłem kobaltowym (okres połowicznego zaniku 5,3 lat). W domach tych, ale także w miejscach użyteczności publicznej, jak szkoły i małych przedsiębiorstwach, panowało wyraźnie podwyższone promieniowanie, a mieszkańcy, nie wiedząc o tym, otrzymali średnio dawki 0,4 Sv.

Gdy odkryto ten fakt, przebadano mieszkańców osiedla i porównano wyniki z wynikami badań grupy kontrolnej o podobnych charakterystykach. Przede wszystkim dokonano możliwie dokładnego pomiaru dawek otrzymanych przez mieszkańców. Jak się okazało, około 10% rezydentów osiedla otrzymało w roku 1983 dawkę 525 mSv, a łączną w latach 1983-2003 aż 4 Sv. 9% mieszkańców otrzymało dawki 60 mSv w roku 1983 i łącznie 420 mSv. Pozostałe 80% grupy otrzymało dawki 18 mSv w 1983 i dawkę łączną 120 mSv. Choć, jak widać, wielu rezydentów otrzymało stosunkowo wysokie dawki, u żadnego z nich nie wystąpiły objawy ostrej choroby popromiennej, tak jak to było u ofiar bombardowań, czy u ratowników w Czarnobylu. Okazało się natomiast, że promieniowanie w sposób znaczący obniżyło śmiertelność na nowotwory w grupie poddanej napromienieniu, patrz rys. 7.



Rys. 7. Śmiertelność z powodu nowotworów (na 100 000 osobo-lat) wśród rezydentów osiedla domów z promieniotwórczą stalą w porównaniu z grupą kontrolną w latach 1983 – 2001. Trend wzrostowy w grupie kontrolnej Tajwańczyków autorzy tłumaczą powiększającą się długością życia.

W okresie badanych 20 lat średnia śmiertelność z powodu nowotworów złośliwych wynosiła na Tajwanie 116 na 100 000 osobo-lat, w grupie poddanych podwyższonym dawkom wynosiła ona 3,5. Na spodziewanych w ciągu 20 lat (na podstawie hipotezy LNT) 302 przypadki śmiertelnych nowotworów, z których 70 (głównie białaczek) miało powstać w wyniku napromienienia, stwierdzono w sumie zaledwie 7 przypadków, a więc 3% (!) oczekiwanych zgonów.

Również w badaniu występowania wad wrodzonych, powstałych w okresie życia płodowego, których spontaniczna częstotliwość na Tajwanie wynosi 23 na 1000 dzieci, zanotowano jedynie 1,5 przypadków na 1000 dzieci poniżej 19-go roku życia urodzone przez osoby „napromienione". Ze spodziewanych 67 przypadków, z których 21 miało być wywołanych napromienieniem, stwierdzono w sumie tylko 3 przypadki. W grupie badanych osób nie zanotowano także aberracji chromosomalnych, choć obserwowano drobne zmiany na poziomie komórkowym. Zmiany te jednak ewidentnie nie prowadzą do efektów szkodliwych dla zdrowia. W tej sytuacji zasadnym staje się pytanie postawione w tytule cytowanej pracy Chena i in., czy przypadkiem małe dawki promieniowania nie działają korzystnie dla zdrowia?

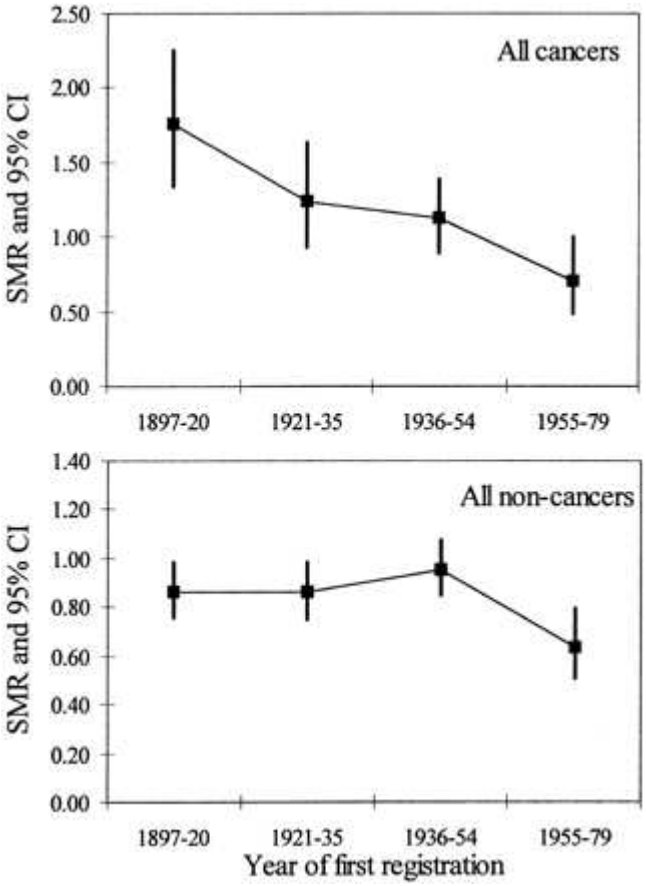
BADANIE PRZYCZYN ZGONÓW I DŁUGOŚCI ŻYCIA RADIOLOGÓW BRYTYJSKICH – 100 LAT OBSERWACJI [13]

W obserwacji epidemiologicznej z tego samego czasu porównano współczynniki śmiertelności radiologów brytyjskich (mężczyzn) z powodu nowotworów, z przyczyn innych niż nowotworowe, oraz z wszystkich przyczyn (nowotworowe + inne). Współczynniki te porównano w odpowiednimi wartościami dla lekarzy innych specjalności oraz mężczyzn z tzw. social class I, czyli żyjących na podobnym poziomie, co brytyjscy lekarze. Odpowiednia grupa kontrolna ma w badaniach epidemiologicznych podstawowe znaczenie.

Współczynniki śmiertelności wg przyczyn badano dla grup radiologów wg przedziałów czasowych, w których zarejestrowali się w British Institute of Radiology lub Royal College of Radiologists, co

zasadniczo oznaczało początek praktyki w tym zawodzie, a tym samym rutynowej ekspozycji zawodowej. Pierwsza grupa radiologów, dla których zbadano przyczyny zgonów i długość życia, to pionierzy tej specjalizacji, którzy rozpoczęli stosowanie promieniowania rentgenowskiego do celów diagnostycznych zaledwie w dwa latach po odkryciu ich właściwości przez Wilhelma Konrada Roentgena. W tych czasach za dawkę sygnalizującą nadmierną ekspozycję uważano dawkę rumieniową.

Kolejna grupa miała już świadomość pewnego zagrożenia, pierwsze zalecenia w zakresie ochrony radiologicznej opublikowano w Wielkiej Brytanii w roku 1920. Obserwację i gromadzenie danych zakończono w styczniu 1997.



Rys. 8. Standaryzowane współczynniki śmiertelności (SMR) i 95% przedziały ufności (CI) dla zgonów z powodu nowotworu i zgonów z innych przyczyn dla wszystkich mężczyzn radiologów w porównaniu z lekarzami innych specjalności według lat pierwszej rejestracji praktyki.

Umieralność pośród radiologów brytyjskich z przyczyn innych niż nowotworowe dla stu lat obserwacji była o 14% niższa niż w grupie kontrolnej. Umieralność z wszystkich przyczyn była o 8% niższa.

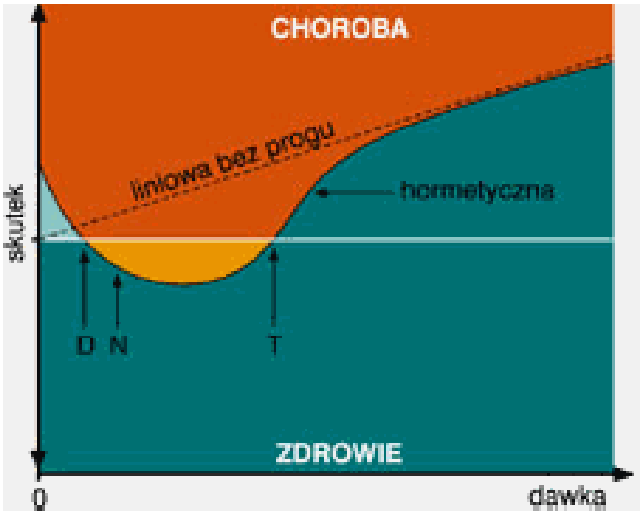
Najzdrowsi okazali się ci spośród brytyjskich radiologów, którzy rozpoczęli swoją praktykę pomiędzy rokiem 1955 i 1979. Ich umieralność z powodu chorób nowotworowych była o 29% niższa, z innych przyczyn o 36% niższa, a z wszystkich przyczyn o 32% niższa w porównaniu z grupą kontrolną. Średnia długość życia dla tej grupy jest o około 3 lata większa niż dla grupy

kontrolnej, w tym lekarzy innych specjalności. Prawdopodobieństwo, że taki efekt jest przypadkowy jest mniejsze niż 1:1000.

Czy więc umiarkowana ekspozycja na promieniowanie jest rzeczywiście szkodliwa?

Naturalne zjawiska w przyrodzie nie mają charakteru liniowego. Wiemy, że wiele substancji i zjawisk jest korzystnych dla życia przy małych dawkach, chociaż są one szkodliwe przy dużych. Przykładów jest mnóstwo - witaminy i mikroelementy niezbędne w małych ilościach a szkodliwe w dużych, światło słoneczne, którego deficyt ma ujemne skutki zdrowone, a nadmiar wywołuje nowotwory skóry, temperatura otoczenia, do której nasz organizm jest przystosowany w określonym zakresie, a zabójcza, gdy jest za niska lub za wysoka. Podobnie z gazami wchodzącymi w skład powietrza. Tlen w normalnym stężeniu jest nam potrzebny do życia, w stężeniu nieco większym działa leczniczo a jego nadmiar przez określony czas prowadzi do poważnych skutków zdrowotnych. Szkodliwy jest rówież nadmiar azotu.

Zamieszczony poniżej wykres przedstawia uogólniony model odpowiedzi organizmu na naturalne czynniki fizyczne i chemiczne [wg UNSCEAR].



Rys.9. Model odpowiedzi organizmu na naturalne czynniki fizyczne i chemiczne.

Jasna linia na wykresie oddziela stan zdrowia organizmu od stanu prowadzącego do choroby. Wynika z niego, że deficyt czynnika (*dawka mniejsza od D*) wywołuje objawy niedoboru (kolor jasnoniebieski). Małe dawki czynnika (*dawki pomiędzy D i T*) poprawiają stan zdrowia (kolor jasnopomarańczowy).

Wysokie dawki (*wyższe od T)* są toksyczne i powodują wyłącznie skutki szkodliwe. Według zwolenników hormezy radiacyjnej podobny wpływ na organizm człowieka wywołuje promieniowanie jonizujące. Dawki, które poprawiają stan zdrowia, pokrywają cały zakres naturalnego tła promieniowania (*wartość T wynosi ok. 200 mSv, N to średni naturalny poziom promieniowania, czyli kilka mSv*). Linia przerywana obrazuje hipotezę o liniowym, bezprogowym działaniu promieniowania. Linia ciągła przedstawia model hormetycznego działania małych dawek promieniowania.

Zakłady przerobu paliwa we Francji

We Francji zarzuty pod adresem zakładów przerobu paliwa wypalonego COGEMA w La Hague wysunął prof. Viel twierdząc, że wykrył wzrost zachorowań na białaczkę wśród młodzieży poniżej 25 lat mieszkającej w odległości 35 km od zakładów. Opublikował on hipotezę, głoszącą że ten wzrost zachorowań jest skutkiem promieniowania emitowanego przez odpady radioaktywne z zakładów w La Hague. Wykryty wzrost zachorowań był minimalny, zaledwie na granicy mającej znaczenie statystyczne, ale wobec tego, że zarzut dotyczył energii jądrowej spowodowało to wielkie zaniepokojenie. W odpowiedzi minister ochrony środowiska i sekretarz stanu do spraw zdrowia we Francji utworzyli komitet naukowy mający zbadać ten problem.

Komitet stwierdził, że łączna liczba zachorowań na białaczkę, jaką teoretycznie mogłyby spowodować ciekłe odpady radioaktywne normalnie wydzielane z zakładów przerobu wypalonego paliwa jądrowego wynosi 0,0009 przypadku wśród całej zagrożone ludności i przez wszystkie lata działania zakładów. Ponadto, w okresie od 1979 do 1996 roku wystąpiły uwolnienia awaryjne, spowodowane przedziurawieniem rury prowadzącej do morza, które mogły spowodować 0,0001 przypadku oraz pożarem w silosie, który mógł spowodować 0,0004 przypadku. Łączny wkład uwolnień rutynowych i awaryjnych z zakładów przerobu paliwa wypalonego mógł spowodować 0,0014 przypadku białaczki. Łączna liczba przypadków zaobserwowanych w populacji obserwowanej w okresie 1979-96 wyniosła 4, podczas gdy liczba oczekiwana na podstawie średniej częstości we Francji wynosiła 2. Różnica nie jest znacząca statystycznie. Wyniki prac Komitetu wykazały, że uwolnienia radioaktywne z zakładów w La Hague nie były powodem wzrostu zachorowań na białaczkę u dzieci w okolicy zakładów [8].

Przypadki białaczki blisko EJ Krummel – skutki produkcji materiałów wybuchowych

Mimo rosnącej liczby badań różnych komisji powoływanych przez ministerstwa ochrony środowiska i ministerstwa zdrowia w takich krajach jak USA, Wielka Brytania czy Francja potwierdzających, że elektrownie jądrowe nie wywołyją ujemnych skutków zdrowotnych, przeciwnicy energetyki jądrowej w Niemczech walczący o głosy wyborców nie ustępowali ze stanowiska o dobrej nośności medialnej: elektrownie jądrowe na pewno szkodzą, oni to wykażą a będąc u władzy uratują naród niemiecki od tego zagrożenia Wykorzystywali przy tym przypadki białaczki w pobliżu EJ Krummel oraz wyniki studiów zachorowalności na nowotwory w sąsiedztwie wybranych instalacji jądrowych. Warto poznać fakty, by wiedzieć, co kryje się za twierdzeniami przeciwników energetyki jądrowej.

W latach 1990/91 w bezpośrednim sąsiedztwie EJ Krummel zachorowało na białaczkę 5 dzieci, potem w dwóch falach jeszcze 9 dzieci, łącznie 14 w ciągu 15 lat. Powstało podejrzenie, że białaczki spowodowało promieniowanie z EJ. Powołano kolejno 4 komisje, które przez 16 lat prowadziły intensywne analizy sytuacji, przede wszystkim sprawdzając czy z EJ Krummel mogło wydzielić się promieniowanie powodujące owe białaczki. W komisjach uczestniczyli zarówno zwolennicy jak i przeciwnicy energetyki jądrowej i jak oświadczył Erich Wichmann, kierownik Instytutu

Epidemiologii w Ośrodku Badawczym w Monachium, przewodniczący jednej z tych komisji i członek innej, *„W tych komisjach następowało zderzenie dwóch różnych światów, spory były ostre i często personalne”*. Zdaniem takich autorytetów jak prof. Blettner, kierownik Niemieckiego Rejestru Zachorowań Dzieci na Raka i dr Kaatsch, rzecznik Komisji ds. Białaczki, prof. Wichmann, przewodniczący komisji ds. Wskaźników Obciążenia (czynnikami powodującymi białaczkę) i prof. Greiser, oraz według Instytutu Ekologicznego Oko-Institut z Darnstadt, promieniowanie z EJ nie mogło być przyczyną wzrostu białaczki w Krummel .

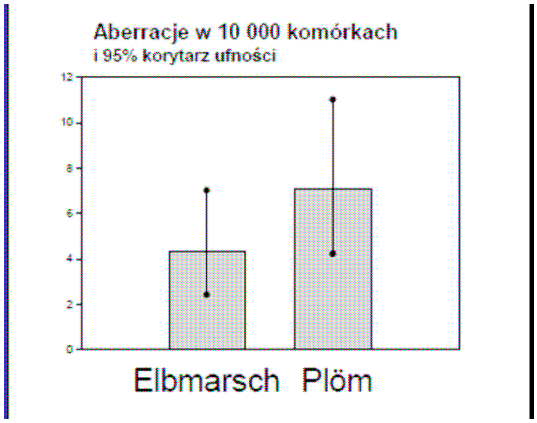
W końcu 2004 roku minister ochrony środowiska prowincji, w której rządy sprawowała antynuklearna koalicja zielono-czerwona, sam zresztą członek partii Zielonych, zamknął sprawę dochodzeń oświadczeniem, że wysoka częstość białaczek wokoło Krummel nie jest spowodowana przez działania EJ. Nawet ci członkowie komisji, którzy twierdzą, że białaczka została wywołana przez promieniowanie przyznają, że *„normalna praca EJ nie może spowodować uwolnienia radioaktywności, która mogłaby być powodem białaczki”*.

Sprawdzenie, czy nie doszło do niedozwolonych uwolnień, powierzono Instytutowi Ekologicznemu w Darnstadt, który bynajmniej nie jest przyjazny wobec energetyki jądrowej. Jak oświadczył Michael Sailer, Koordynator Wydziału Bezpieczeństwa Instalacji Jądrowych w Ökoinstitut i członek niemieckiej Komisji Ochrony przed Promieniowaniem:

„Wykonaliśmy ogromną pracę i chociaż sami nie mogliśmy początkowo w to uwierzyć, eksperci naszego Instytutu Ekologicznego stwierdzili, że EJ Krummel nie ponosi winy”.

Nie znaleziono także żadnych wskazań, które mogłyby prowadzić do wniosku, że w jakimkolwiek czasie wystąpiły uwolnienia radioaktywności z EJ Krummel, które mogły prowadzić do wystąpienia białaczki. *„Po prostu – nie było żadnych podstaw do takiego twierdzenia”*.

Badania aberracji chromosomów wykazały, że liczba ich jest podwyższona w okolicy EJ Krummel, ale dalsze badania porównawcze wykazały, że jeszcze większe ilości aberracji występują w miejscowości Plom, leżącej daleko od elektrowni (rys. 10). Spowodowało to debatę co do możliwości sfałszowania wyników. *„Czy nie zamieniono próbek? Czy lekarze uczciwie pobierali próbki krwi? Czy laboratoria, które pracowały z anonimowymi próbkami, rzeczywiście nie znały ich pochodzenia?”* Kłótnia zataczała coraz dalsze kręgi, ale ostatecznie uzgodniono wynik dochodzeń: *„żadnych nieuczciwych manipulacji nie było”*.



Rys. 10. Analiza aberracji chromosomowych w limfocytach 30 dzieci żyjących w Elbmarsch i 30 dzieci żyjących w miejscowości Plöm położonej z dala od elektrowni jądrowej [14].

Sprawa pozostawała zagadką przez wiele lat. Skoro promieniowanie z instalacji jądrowych nie mogło być przyczyną białaczki dziecięcej, a mimo to białaczki występowały, to co było ich przyczynę? Działacze antynuklearni bez wahania twierdzili, że nie ma sensu wierzyć w zaprzeczenia lekarzy i komisji, skoro dzieci chorują. Ich zdaniem, winna była energetyka jądrowa.

Dopiero niedawno okazało się, że przyczyną zachorowań mogą być pozostałości po działającej w okolicy w latach 1865-1945 fabryce materiałów wybuchowych założonej przez samego Alfreda Nobla. W pobranych próbkach gruntu nie wykryto zwiększonej radioaktywności, ale jest wiele toksycznych metali ciężkich – ołów, arsen, cynk, nikiel, chrom i inne, które są znane z wywoływania białaczki. Ponieważ na terenie dawnej fabryki działa ośrodek naukowy eksploatujący badawczy reaktor jądrowy, przeciwnicy energetyki jądrowej twierdzili, że winę ponosi ośrodek. Jego pracownicy mieli rzekomo ukrywać fakt, że 12 września 1986 doszło tam do wycieku. Zarzuty te nie potwierdziły się – białaczki są skutkiem skażeń ziemi metalami ciężkimi. Na zdjęciu lotniczym dostępnym w serwisie flickr.com można zobaczyć budynki fabryki materiałów wybuchowych wykonane 7 kwietnia 1945, na kilka dni przed zniszczeniem jej przez alianckie lotnictwo bombowe. To bombardowanie i skażenia – to fakty. Ale to już nie jest takie sensacyjne...

Studia zachorowalności wokoło elektrowni jądrowych w Niemczech

Poza analizą okolicy Krummel, w Niemczech przeprowadzono trzy duże studia zachorowalności na nowotwory wokoło elektrowni jądrowych. Dwa badania dotyczące porównania częstości zachorowań wokoło EJ przeprowadził zgodnie z regułami sztuki Niemiecki Rejestr Dziecięcych Chorób Nowotworowych. Pierwsze studium uwzględniło częstość wszystkich zachorowań diagnozowanych od 1980 do 1990 r. dla osób mieszkających w promieniu 15 km od dowolnej z 20 EJ w Niemczech w porównaniu z równoważnymi i podobnymi demograficznie rejonami. Głównym celem było zbadanie ilości zachorowań dzieci w wieku od 0 do 14 lat. Nie znaleziono podwyższonego ryzyka.

Drugie stadium objęło dane z lat 1991-1995. Cel był ten sam. Wyniki z pierwszego stadium dotyczące białaczki u dzieci poniżej 5 lat mieszkających w promieniu 5 km zostały sprawdzone, częstości zachorowań okazały się nieco niższe niż w pierwszym stadium i statystycznie nieznaczące. Wydawało się, że sprawa została rozstrzygnięta na korzyść elektrowni jądrowych.

Ale w końcu XX wieku władzę w Niemczech objęła koalicja antynuklearna i postanowiła przeprowadzić badania tak, by udowodnić, że elektrownie jądrowe są szkodliwe. Przeprowadzono trzecie studium, na wstępie którego grupa ekspertów rządowych BfS wykluczyła z analizy część instalacji, mianowicie reaktory badawcze w Kahl, Jülich i Karlsuhe, reaktor wysokotemperaturowy w Hamm i EJ Mühlheim-Kärlich. Ponadto zamiast testu dwustronnego – w którym rozpatruje się zarówno wyniki wyższe jak i niższe od średniej - przyjęto test jednostronny, w którym wszystkie wyniki niższe od średniej traktuje się jako przypadkowe błędy i odrzuca. Wyniki porównywano ze średnią dla całej populacji w Niemczech

Podobnie jak w poprzednich badaniach, rozważenie wszystkich zachorowań nowotworowych u dzieci poniżej 5 lat mieszkających w promieniu 5 km przy teście dwustronnym nie wskazało na podwyższone ryzyko, bo wyniki nie były statystycznie istotne. Natomiast przy użyciu testu jednostronnego dla okrojonej jak podaliśmy powyżej populacji wybranych instalacji udało się wykazać wzrost ryzyka.

Należy dodać, że jak stwierdza G. Dallal, Kierownik Zespołu Biostatycznego w Tufts University w Bostonie, "*Cechą, która powoduje ze większość ekspertów w zakresie statystyki odrzuca test jednostronny jest przyjęte w takim teście założenie, że wszystkie różnice w nieprzewidzianą stronę – duże i małe - muszą być traktowane jako po prostu nieistotne. Nigdy nie widziałem sytuacji – pisze dr*

Dallal – w której badacze zgodziliby się na to w praktyce... Zadziwiające jest, gdy widzi się testy jednostronne w użyciu w XXI wieku."

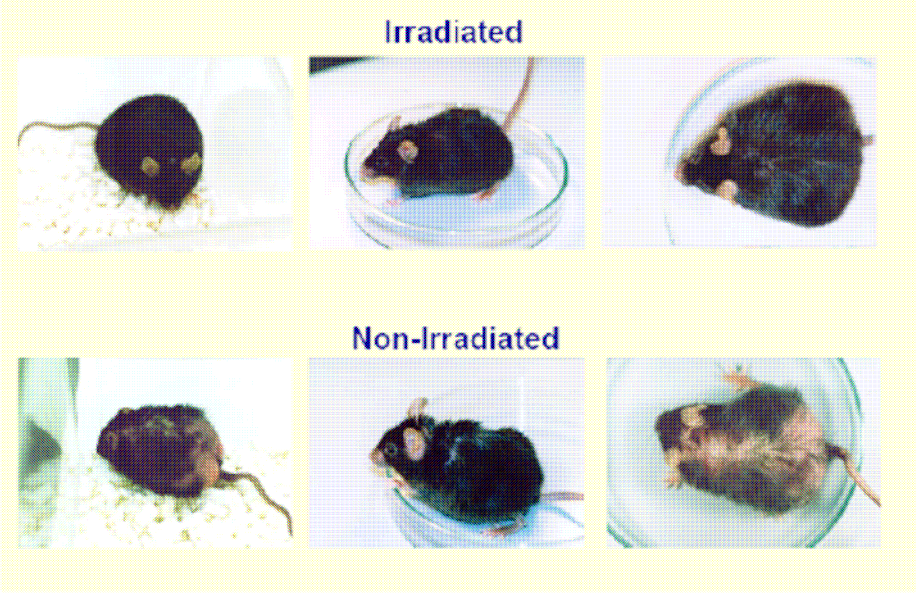
Dr Dallal nie ma nic wspólnego z energetyką jądrową, ani z metodami jej zwalczania stosowanymi przez motywowane politycznie partie, jest tylko wybitnym specjalistą w zakresie badań epidemiologicznych.

Tak więc niemiecka komisja potwierdziła, że dla rejonów celowo wybranych przez ekspertów pracujących na zlecenie rządu antynuklearnego i przy stosowaniu metody testu jednostronnego obserwuje się niewielki wzrost zachorowań. Ta sama komisja stwierdziła jednak, że promieniowanie z elektrowni jądrowych nie może być przyczyną tego wzrostu. Komisja nie stwierdziła, że elektrownie jądrowe są przyczyną białaczki, co więcej, specjalnie oświadczyła, że promieniowanie nie może być jej przyczyną. Nawet antynuklearny minister Gabriel musiał to przyznać. Ponadto komisja przypomniała w podsumowaniu wyniki poprzednich dwóch studiów, prowadzonych dla wszystkich EJ w Niemczech metodą testu dwustronnego, które nie wykazały wzrostu zachorowań.

PODSUMOWANIE

Podsumowując pozostaje mi zebrać wnioski przytoczonych i wielu innych, dostępnych w literaturze specjalistycznej badań w postaci stwierdzeni, że w*edług obecnego stanu wiedzy, promieniowanie z normalnie działającej elektrowni jądrowej nie może być traktowane jako powód wzrostu zachorowań na białaczki ani na inne choroby nowotworowe. Nie moze też powodować wad wrodzonych u dzieci ani skutków genetycznych u kolejnych pokoleń ludzi mieszkających w sąsiedztwie takich elektrowni.*

Natomiast dla przypomnienia coraz ciekawszych badań dotyczących pozytywnych skutków małych dawek, przytoczonych dla grup eksponowanych ludzi, chcę pokazać wynik badania na myszach [17], których nie moglibyśmy wykonać na grupie ludzi z powodu zbyt długiego czasu jego trwania oraz, przede wszystkim, z przyczyn etycznych.



Rys. 11. Wygląd myszy po 90 dniach życia: napromienionych (moc dawki 0,70 mGy/godz) i nie poddanych napromienieniu. U tych ostatnich efekt starzenia (choćby stan sierści) jest wyraźny.

Literatura

[1] W. Ruka, L. Sikorowa, J. Iwanowska: Induced soft tissue sarcomas following radiation treatment for uterine carcinomas. European Journal of Surgical Oncology, 1991, 17, 585-593

[2] J.M. Iwanowska, A.K. Gajewski: Kancerogenne działanie małych dawek na człowieka. Polski Przegląd Radiologii,1986, no 50,vol.1, pp.59-65

[3] The United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. SOURCES AND EFFECTS OF IONIZING RADIATION. UNSCEAR 2000 REPORT vol. II

[4] Działalność prezesa Państwowej Agencji Atomistyki oraz ocena stanu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w Polsce w 2007 roku, Raport PAA,Warszawa, maj 2008 r., str. 40

[5] International Atomic Energy Agency (IAEA): Sustainable development and Nuclear Power, 1997, Vienna

[6] S.M. Javad Mortazavi: High Background Radiation Areas of Ramsar, Iran, www.angelfire.com/mo/radioadaptive/ramsar.htm

[7] M. Ghiassi-nejad, S.M.J. Mortazavi, J.R. Cameron, A. Niroomand-rad, P.A. Karam: Very High Background Radiation Areas of Ramsar, Iran: Preliminary Biological Studies. Health Physics, 82 (1): 87-93, 2002

[8] GROUPE RADIOECOLOGIE NORD CONTENTIN, Estimation des niveaux d'exposition aux rayonnements ionisants et des risques de leucemies associes de populations du Nord-Contentin, Synthese, July (1999)

[9] Jablon S. et al., Cancer in populations living near nuclear facilities, National Cancer Institute, NIH Publication No 90-874, US Dept. of Health and Human Services, (July 1990)

[10] STUK Finnish Report On Nuclear Safety Convention On Nuclear Safety, September 2004, STUK-B-YTO 234

[11] Z. Jaworowski: Ionising radiation in the 20th century and beyond. Atomwirtschaft-Atomtechnik-atw 47(1):22-27, 2002

[12] W.L Chen. et al., Is chronic radiation an effective prophylaxis against cancer? J.Amer.Physicians and Surgeons 9 (2004) 6-10

[13] A. Berrington, S.C. Darby, H.A. Weiss and R. Doll: 100 years of observation on British radiologists: mortality from cancer and other causes 1897–1997 British Journal of Radiology 74 (2001), 507-519

[14] I. Bruske-Hohlfeld et al.: A cluster of childhood leukaemias near two neighbouring nuclear installations in Northern Germany: prevalence of chromosomal aberrations in peripheral blood lymphocytes. International Journal of Radiation Biology 77:111-116, 2001

[15] P. Kaatsch et al.: Epidemiologische Studies zu Kinderkrebs in der Umgebung von Kernkraftwerken (KiKK Studie) UMWltforschungsplan des BundesuMWltministerium (UFOPLAN) eaktorsicherheit und Strahlenschutz Vorhaben Stsch 4334 2007 Bundesamt fur Strahlenschutz.

[16] G.E. Dallal: One Sided Tests http://www.tufts.edu/~gdallal/onesided.htm, in The Little Handbook of Statistical Practice

[17] Prezentacja Kazuo Sakai, Low Dose Radiation Research Centre, Central Research Institute of Electric Power Industry, oraz publikacja Ina Y. and Sakai K.: Prolongation of Life Span Associated with Immunological Modification by Chronic Low-Dose-Rate Irradiation in MRL-lpr/lpr Mice. Radiat. Res. 161 (2004) 168-173

BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROWNI JĄDROWYCH DAWNIEJ I DZISIAJ

Andrzej Strupczewski
Instytut Energii Atomowej POLATOM

1. GENEZA ROZWOJU FILOZOFII BEZPIECZEŃSTWA JĄDROWEGO

Już od pierwszych lat rozwoju energetyki jądrowej w USA i krajach Europy Zachodniej wymagania bezpieczeństwa jądrowego uznawano za nadrzędne, ważniejsze od względów ekonomicznych, a cała technika reaktorowa ukierunkowana była na osiągnięcie jak największego bezpieczeństwa. Jako podstawowe założenie przyjęto, że ryzyko związane z energetyką jądrową powinno być mniejsze niż ryzyko związane z innymi metodami wytwarzania energii elektrycznej. Odstępstwo od tej zasady zdarzyło się, gdy w Związku Radzieckim zbudowano elektrownie jądrowe typu RBMK, bazowane na reaktorach przeznaczonych do celów wojskowych i charakteryzujące się wrodzonymi dodatnimi sprzężeniami zwrotnymi, prowadzącymi do wzrostu ich mocy w sytuacjach awaryjnych (czyli moc reaktora gwałtownie rosła w sytuacji, kiedy zaczynało brakować wody). Twórcy tych elektrowni przerzucili na operatora odpowiedzialność za ich bezpieczeństwo, ale awaria w Czarnobylu udowodniła, że rozwiązanie takie jest nie do przyjęcia. Jedyną możliwą drogą dalszego rozwoju elektrowni jądrowych jest przyjęcie zasad filozofii bezpieczeństwa jądrowego, zapoczątkowanej w USA przed 50 laty i stale doskonalonej w krajach zachodnich budujących energetykę jądrową.

Zasady bezpieczeństwa dla elektrowni jądrowych w części dotyczącej projektowania i budowy można podsumować następująco:

- Projekt ma zapewnić, że instalacja jądrowa nadaje się do niezawodnej, stałej i łatwej eksploatacji, przy czym **nadrzędnym celem jest zapobieganie wypadkom**. Wcieleniem tej zasady jest reguła wpajana wszystkim pracownikom, mówiąca że *bezpieczeństwo jest ważniejsze niż produkcja* (energii elektrycznej).
- W projekcie trzeba stosować **zasadę głębokiej obrony** (omówimy ją w dalszej części tekstu), z szeregiem poziomów obrony i z wielokrotnymi barierami zabezpieczającymi przed uwalnianiem materiałów radioaktywnych. Trzeba też tak projektować instalację, by prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzeń lub kombinacji uszkodzeń mogących prowadzić do poważnych konsekwencji było bardzo małe.
- Rozwiązania techniczne stosowane w projekcie winny być uprzednio **sprawdzone w pracy** innych obiektów **lub poprzez doświadczenia**.
- Na wszystkich etapach projektowania i przygotowania eksploatacji trzeba **uwzględniać problemy współpracy człowieka z maszyną i możliwość błędu człowieka**.
- Projekt musi zapewnić, że **narażenie na promieniowanie** personelu instalacji i możliwość uwolnienia materiałów radioaktywnych do otoczenia są **tak małe jak jest to rozsądnie osiągalne**.
- Zanim właściciel elektrowni złoży wniosek o dopuszczenie do budowy instalacji, należy **przeprowadzić pełną analizę bezpieczeństwa elektrowni i jej niezależną weryfikację** by upewnić się, że projekt instalacji spełni wymagania bezpieczeństwa.

1.1. Obrona w głąb

Zdając sobie sprawę z zawodności człowieka i z możliwości awarii urządzeń, w energetyce jądrowej wprowadzono zasadę „obrony w głąb", według której należy projektować elektrownie z dużymi zapasami bezpieczeństwa, wykonywać je z jak najlepszych materiałów i z zachowaniem najwyższej jakości, wprowadzać układy zapobiegające niebezpiecznym odchyleniom od nominalnych parametrów eksploatacyjnych, a w razie wystąpienia takich odchyleń zapewniające powstrzymanie rozwoju awarii i bezpieczne wyłączenie elektrowni. Obrona w głąb obejmuje ogromny zespół środków i działań, których ukoronowaniem jest zasada utrzymywania i rozwijania kultury bezpieczeństwa, w której na wszystkich szczeblach organizacji, od robotnika do prezesa zarządu, zapewnienie bezpieczeństwa uznaje się za sprawę najważniejszą, a kierownictwo elektrowni popiera wszelkie działania zmierzające do podniesienia świadomości zagrożeń i konieczności zapewnienia bezpieczeństwa..

Zasadą obrony w głąb jest zapewnienie kompensacji możliwych awarii urządzeń i błędów ludzkich. Przy tworzeniu systemu obrony w głąb uznaje się, że nie można w pełni ufać żadnemu pojedynczemu elementowi wynikającemu z projektu, konserwacji lub eksploatacji elektrowni jądrowej. Obrona w głąb zapewnia rezerwowanie układów z „aktywnymi" systemami bezpieczeństwa, a jednocześnie tworzy system wielokrotnych barier zapobiegających rozprzestrzenianiu się produktów rozszczepienia.

Obrona w głąb obejmuje pięć poziomów zabezpieczeń, w skład których wchodzą kolejne bariery przeciwstawiające się uwalnianiu produktów rozszczepienia do otoczenia. Są to:

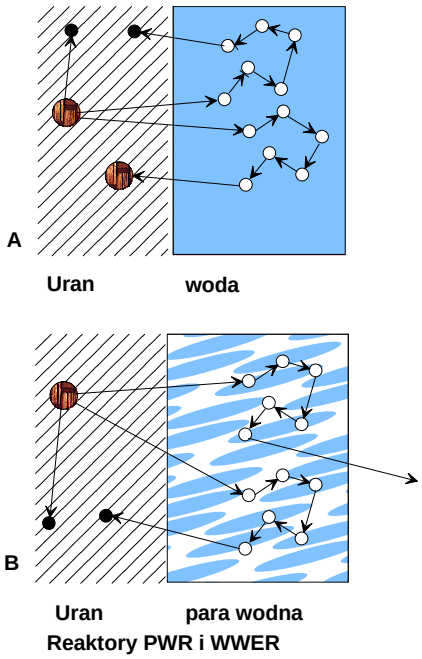
- Poziom pierwszy: Projekt z zapasami bezpieczeństwa, właściwy dobór materiałów, zapewnienie jakości, kultura bezpieczeństwa.
- Poziom drugi: Kontrola odchyleń od normalnej eksploatacji i wykrywanie uszkodzeń, zapewnienie środków do opanowania stanów awaryjnych w ramach awarii projektowych.
- Poziom trzeci: Systemy zabezpieczeń (wyłączenia reaktora w razie awarii) i systemy bezpieczeństwa takie jak układ awaryjnego chłodzenia rdzenia i obudowa bezpieczeństwa.
- Poziom czwarty: Działania zmierzające do opanowania awarii i minimalizacji jej skutków, np. ochrona obudowy bezpieczeństwa przed rozerwaniem w razie awarii poza projektowych.
- Poziom piąty: Działania poza terenem elektrowni dla zmniejszenia narażenia ludności.

Naturalne cechy bezpieczeństwa EJ i ich układy bezpieczeństwa przeznaczone do powstrzymania rozwoju awarii są stale doskonalone i reaktory budowane w kolejnych dziesięcioleciach były coraz bezpieczniejsze. Obecnie duży nacisk kładzie się na takie projektowanie reaktorów, by miały one wbudowane cechy bezpieczeństwa oparte na działaniu zjawisk naturalnych, takich jak siła ciężkości czy prawa konwekcji naturalnej. Przykłady takich środków bezpieczeństwa przedstawione są poniżej.

1.2. Naturalne sprzężenie zwrotne regulujące moc reaktora

Projekt elektrowni jądrowej obejmuje szereg cech i układów opartych na wykorzystaniu praw natury, takich jak siła ciężkości, które spełniają swe funkcje samorzutnie, bez doprowadzenia energii z zewnątrz (tzw. układy pasywne). Najważniejszą z nich jest stabilność wewnętrzna reaktorów chłodzonych i moderowanych wodą, dominujących obecnie w energetyce jądrowej na całym świecie. Stabilność tę zawdzięczamy temu, że powstające po rozszczepieniu neutrony poruszają się z ogromnymi prędkościami (neutrony prędkie), a do wydajnego rozszczepienia uranu potrzebne są neutrony poruszające się powoli, tzw. neutrony termiczne (o czym wspomniałem nieco wcześniej, przy okazji omawiania reakcji rozszczepienia).

Do spowolnienia neutronów wykorzystujemy w tego typu reaktorach wodę, która w technice reaktorowej nazywana jest „moderatorem”. Zderzając się z jądrami wodoru neutrony prędkie tracą swą energię kinetyczną i po wielu zderzeniach stają się neutronami termicznymi. Im więcej jest wody, tym szybciej neutrony spowalniają się i stają się zdolne do wywołania rozszczepienia jąder uranu. Jednakże z drugiej strony pewna mała część neutronów przy zderzeniu z wodorem ulega pochłanianiu, więc wody w reaktorze nie może być za dużo.



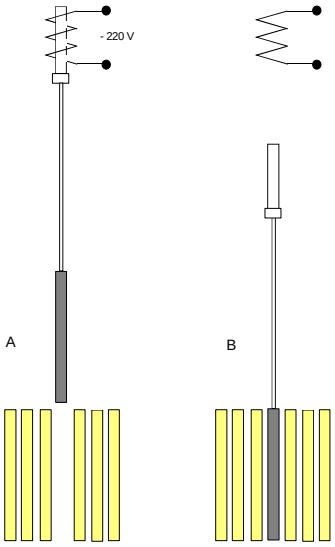
Rys. 1. Zmiany w spowalnianiu neutronów po częściowym odparowaniu wody w reaktorze PWR [1].

Dlatego ilości wody i paliwa są starannie obliczane i dobierane tak, by przy normalnej temperaturze pracy zapewniały one najbardziej skuteczne spowalnianie neutronów i najwyższą wydajność reakcji rozszczepienia. Gdy wskutek podgrzania wody lub jej odparowania ilość wody w rdzeniu zmaleje, neutrony będą gorzej spowalniane i zamiast uderzać w jądra uranu, będą wydostawały się poza rdzeń ulegając pochłanianiu w otaczających go materiałach konstrukcyjnych, jak pokazano na rys. 1. Spowoduje to zmniejszenie liczby rozszczepień w rdzeniu i samorzutne wygaszenie reakcji łańcuchowej rozszczepienia. Jest to bardzo ważna cecha zapewniająca stabilność pracy reaktorów PWR. Tej stabilności brakowało reaktorowi w Czarnobylu.

1.3. Układ wyłączenia reaktora oparty na działaniu siły ciążenia

Następnym elementem opartym na działaniu sił przyrody jest układ wyłączania reaktora. Jego elementami wykonawczymi są pręty pochłaniające neutrony.

W czasie normalnej pracy reaktora wiszą one nad rdzeniem i są utrzymywane w górnym położeniu przez elektromagnesy, (rys. 2). Gdy tylko wystąpi zanik zasilania elektrycznego, lub układ zabezpieczeń przekaże sygnał awarii, napięcie w elektromagnesach zniknie i pręty samoczynnie spadną do rdzenia pod działaniem siły ciężkości, wyłączając reaktor.



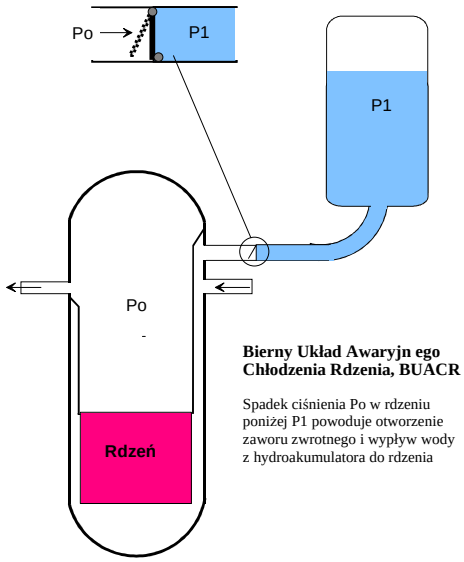
Rys. 2. Przykład wykorzystania sił naturalnych – układ wyłączenia awaryjnego reaktora [1].normalne położenie prętów nad rdzeniem podczas pracy reaktora, B – awaryjny zanik napięcia na cewce elektromagnesu – pręty bezpieczeństwa spadają do rdzenia i gaszą reakcję łańcuchową.

1.4. Zalanie rdzenia wodą chłodzącą w przypadku rozerwania obiegu pierwotnego

W razie awarii rozerwania obiegu pierwotnego woda chłodząca wypływa z rur obiegu i nie trafia do rdzenia reaktora, co powoduje jego osuszenie. Gdyby pręty paliwowe pozostały bez chłodzenia, temperatura paliwa wzrosłaby i paliwo uległoby stopieniu. Dlatego po wyłączeniu reaktora pierwszym zadaniem układów bezpieczeństwa jest wtryśnięcie do reaktora wody chłodzącej tak, by rdzeń pozostał pod powierzchnią wody.

W obecnie pracujących reaktorach standardowo znajdują się aktywne i pasywne (czyli bierne, nie wymagające ingerencji człowieka i działające samoczynnie bez zewnętrznych źródeł zasilania) układy awaryjnego chłodzenia rdzenia (UACR).

Przykład układu pasywnego z hydroakumulatorami pokazany jest na rys. 3.

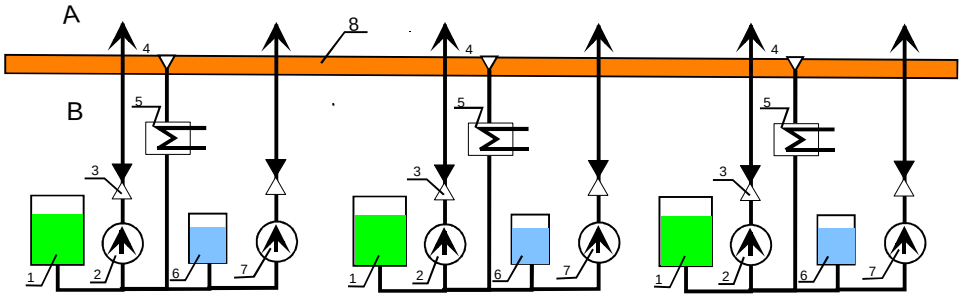


Rys. 3. Układ zalewania rdzenia wykorzystujący różnice ciśnienia [1].

Działanie oparte na naturalnych prawach fizyki. Zbiorniki hydroakumulatorów pod ciśnieniem P1 są odcięte od rdzenia zaworem zwrotnym, który jest zamknięty tak długo, jak długo ciśnienie w obiegu pierwotnym Po jest wyższe od ciśnienia P1. Gdy wskutek awarii ciśnienie w obiegu pierwotnym spadnie, zawory zwrotne otworzą się i woda z hydroakumulatorów popłynie do rdzenia. Zalanie rdzenia wodą z hydroakumulatorów nie wymaga żadnych dodatkowych źródeł energii, dlatego układ ten nazywa się pasywnym układem bezpieczeństwa.

1.5. Rezerwowe układy bezpieczeństwa

Układy aktywne zawierają trzy lub cztery równoległe podukłady ze zbiornikami chłodziwa, pompami i zaworami, zaprojektowane tak by tylko jeden z kilku równolegle pracujących podukładów wystarczał do zalania rdzenia wodą i skutecznego chłodzenia.



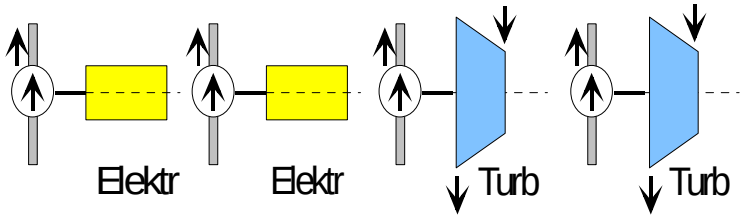
Rys. 4. Ilustracja rezerwowania z nadmiarem układów bezpieczeństwa, pokazana na przykładzie aktywnego układu awaryjnego chłodzenia rdzenia (UACR) [1]. A-obszar wewnątrz obudowy bezpieczeństwa, B – obszar poza obudową bezpieczeństwa, 1- zbiornik UACR, 2- pompa niskociśnieniowa UACR, 3 – zawór zwrotny, 4- miska ściekowa, 5- wymiennik ciepła, w którym ciepło powyłączeniowe przejmowane przez UACR jest przekazywane do układu wody technicznej, 6- zbiornik UACR o wysokim stężeniu kwasu borowego, 7 – pompa wysokociśnieniowa UACR, 8 – ściana obudowy bezpieczeństwa.

Na rys. 4 przedstawiono układ awaryjnego chłodzenia rdzenia (UACR) w EJ z reaktorem z wodą pod ciśnieniem. Są w nim równolegle trzy podsystemy, podczas gdy jeden z nich wystarcza do wypełnienia wszystkich zadań systemu. Pozostałe dwa podsystemy stanowią rezerwę. W nowoczesnych reaktorach z czterema podsystemami równoległymi można w czasie pracy reaktora prowadzić prace remontowe w jednym z podukładów, a z pozostałych trzech jeden wystarcza do zapewnienia bezpieczeństwa reaktora.

Dla zwiększenia niezawodności, układy bezpieczeństwa projektuje się w miarę możliwości tak, aby w razie awarii przyjmowały położenie bezpieczne (np. utrata zasilania elektrycznego powoduje zrzut prętów pochłaniających neutrony do rdzenia reaktora).

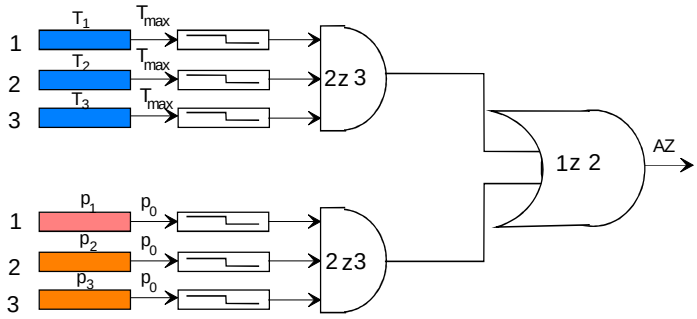
1.6. Różnorodność układów

Istnienie dwóch lub więcej elementów zapewniających wzajemne rezerwowanie zabezpiecza przed pojedynczą awarią jednego z tych elementów, ale nie daje gwarancji, że cały układ nie zawiedzie z powodu wspólnej przyczyny, nieznanej w chwili projektowania reaktora albo uznanej ze nieprawdopodobną. Aby uchronić się przed utratą funkcji bezpieczeństwa z powodu wspólnej przyczyny, wzajemnie się rezerwujące podukłady systemów bezpieczeństwa są, o ile to możliwe, wykonywane z różnych elementów, tak by jedna przyczyna awarii nie spowodowała jednoczesnej utraty wszystkich podsystemów bezpieczeństwa. Przykład takiego układu służącego do napędu pomp wody zasilającej wytwornice pary po stronie obiegu wtórnego pokazany jest na rys. 5



Rys. 5. Przykład różnorodnego napędu pomp awaryjnego układu zasilania wytwornic pary [1.] Dwie pompy są napędzane silnikami elektrycznymi, a dwie turbinami parowymi.

Innym przykładem jest układ zabezpieczeń reaktora, pokazany na rys. 6. Wyłączenie reaktora następuje, gdy temperatura w obiegu pierwotnym przekroczy wartość dopuszczalną $T_{max.}$



Ry.s 6. Układ zabezpieczeń reaktora [1] jest zbudowany na zasadzie redundancji i głosowania 2/3, oraz różnorodności polegającej na tym, że zarówno sygnały ciśnienia P jak i temperatury T powodują wytworzenie sygnału awaryjnego wyłączenia reaktora.T1, T2, T3 – temperatury chłodziwa, p1, p2, p3 – ciśnienie w stabilizatorze, Tmax, po wartości progowe, AZ – sygnał awaryjnego wyłączenia reaktora.

Aby nie powodować wyłączenia reaktora przy każdym uszkodzeniu miernika temperatury przyjęto, że mierzy się sygnały z trzech mierników i gdy dwa z nich pokażą przekroczenie, układ zabezpieczeń przekazuje sygnał wyłączenia reaktora. Aby jednak chronić się przed możliwością błędu wskazań temperatury, powodowanego jakąś nieznaną w chwili projektowania przyczyną, równolegle podłączony jest układ pomiarów ciśnienia, również działający na zasadzie „dwa z trzech". Wskazania przekroczenia temperatury lub ciśnienia wystarczają do wyłączenia reaktora.

W ten sposób zapewniona jest różnorodność w układzie. Nawet, jeśli wskutek jakiejś przyczyny wszystkie pomiary temperatury zawiodą, przyczyna ta nie może spowodować jednocześnie błędnych wskazań ciśnienia, opartych na zupełnie innej zasadzie pomiarowej. Zabezpiecza to przed uszkodzeniem kilku układów naraz spowodowanym wspólną przyczyną.

Dzięki zasadzie różnorodności operatorzy mają bardzo dużą pewność, że sygnały które do nich docierają z urządzeń pomiarowych odzwierciedlają rzeczywistość a nie są pomyłką czy błędem aparatury.

1.7. Rozdzielenie przestrzenne układów

Układy bezpieczeństwa są rozdzielone przestrzennie (np. umieszczone w różnych, oddalonych od siebie miejscach) i fizycznie, tak by np. pożar nie spowodował jednoczesnej utraty dwóch lub więcej podsystemów. W nowoczesnych EJ każdy z czterech podsystemów układów bezpieczeństwa znajduje się w innej części budynku reaktora, oddzielonej przestrzennie od pozostałych. W tej sytuacji nawet uderzenie samolotu nie może spowodować utraty więcej niż jednego z nich. Kable sterowania i kable energetyczne układów bezpieczeństwa prowadzone są oddzielnie od kabli układów nie spełniających funkcji bezpieczeństwa, a ponadto kable sterowania są umieszczone w kanałach oddzielonych od kanałów kabli energetycznych.

1.8. Odporność na pożar, zalanie wodą, wstrząsy sejsmiczne i warunki otoczenia

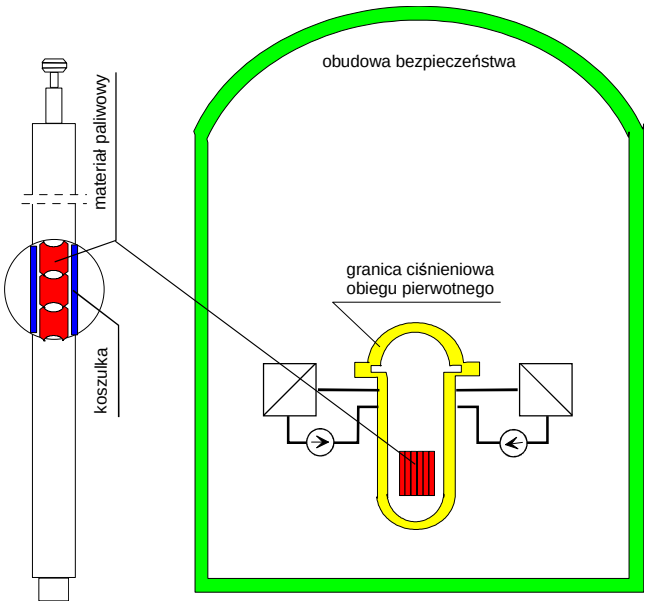
Jednakże ani rezerwowanie ani różnorodność elementów ważnych dla bezpieczeństwa nie wystarczyłyby, gdyby elementy te nie były odporne na wstrząsy sejsmiczne i przewidywane w czasie ich pracy warunki temperatury, ciśnienia i wilgotności. Szczególne zagrożenie stanowią pożary, mogące spowodować utratę wielu elementów bezpieczeństwa znajdujących się w zasięgu ognia. Dlatego przy projektowaniu układów ważnych dla bezpieczeństwa EJ analizuje się możliwość wystąpienia pożaru w pomieszczeniach, gdzie znajdują się te układy i wprowadza się zabezpieczenia wykluczające lub zmniejszające możliwość pożaru, takie jak np. zastąpienie smarowania łożysk pomp olejem przez smarowanie wodą. W przypadkach, gdy ogień jest jednak możliwy, analizuje się jego zasięg i czas trwania oraz zapewnia środki przeciwdziałające rozprzestrzenianiu pożaru, układy wykrywania i gaszenia ognia. W EJ obowiązuje wykonanie systematycznej analizy pożarowej dla wszystkich pomieszczeń i wprowadzenie wszelkich potrzebnych zabezpieczeń z modyfikacjami budowlanymi projektu włącznie.

Podobne prace wykonuje się dla zagrożenia zalania wodą (np. w czasie powodzi). Jeśli możliwość zalania urządzeń ważnych dla bezpieczeństwa istnieje, wówczas urządzenia te muszą być wykonane w postaci wodoodpornej. Urządzenia znajdujące się wewnątrz obudowy bezpieczeństwa, gdzie dla obniżania ciśnienia pary po możliwej awarii rozerwania obiegu pierwotnego stosuje się układ zraszania wodą, muszą być odporne na działanie pary i wody pod ciśnieniem odpowiadającym maksymalnym ciśnieniom występującym podczas awarii.

Wszystkie układy ważne dla bezpieczeństwa muszą być odporne na maksymalne wstrząsy sejsmiczne, jakie mogą wystąpić w lokalizacji danej elektrowni. Dla określenia intensywności tych wstrząsów wyszukuje się dane o najsilniejszym trzęsieniu ziemi, jakie historycznie zaobserwowano w danej okolicy, przyjmuje się, że jego epicentrum może znaleźć się pod samą elektrownią, a następnie powiększa się jego wartość o ustalony współczynnik by zapewnić odpowiedni margines bezpieczeństwa. Tak określone trzęsienie ziemi, przy którym musi być zapewniona praca wszystkich układów bezpieczeństwa potrzebnych do wyłączenia reaktora i jego bezpiecznego ochłodzenia, odpowiada w przybliżeniu intensywności wstrząsów sejsmicznych występujących raz na 10 000 lat.

1.9. System barier w elektrowni jądrowej

W projekcie samej elektrowni dominuje zasada tworzenia i utrzymywania szeregu barier chroniących przed wydzielaniem materiałów promieniotwórczych poza elektrownię. System ten obejmuje cztery kolejne bariery, a mianowicie sam materiał paliwowy, w którym pozostaje ponad 99,9% produktów rozszczepienia, koszulki elementów paliwowych, szczelne i wykonane z cyrkonu, który odporny jest na wysokie temperatury i zachowuje wytrzymałość w temperaturach rzędu tysiąca stopni, zbiornik reaktora i rury obiegu pierwotnego, wykonane z najlepszych możliwych materiałów i kontrolowane w ciągu całego 60 - letniego okresu pracy elektrowni, a wreszcie czwartą barierę- obudowę bezpieczeństwa, odporną na ciśnienie i temperaturę, jakie mogą powstać po awarii i będącą widoczną z dala oznaką elektrowni jądrowej. System barier, podobnie jak system obrony w głąb, stworzony jest tak, że gdy zawiedzie jakiś element, to na jego miejsce zaczyna pracować inny, przy czym w nowoczesnych elektrowniach takich elementów rezerwowych jest wiele.



Rys. 7. Układ czterech kolejnych barier powstrzymujących ucieczkę produktów rozszczepienia z elektrowni jądrowej [1].

Awarie powodujące tylko przegrzanie paliwa bez uszkodzenia obiegu pierwotnego – np. na skutek utraty przepływu chłodziwa - powodują zniszczenie pierwszych dwóch barier, ale bariera trzecia i czwarta pozostają nienaruszone.

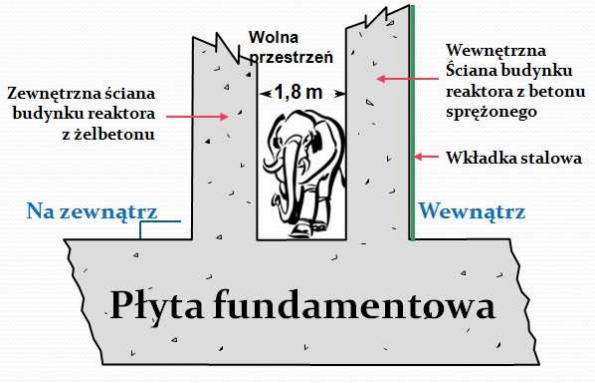
Najgroźniejsze są awarie z rozerwaniem obiegu pierwotnego, bo oznaczają one natychmiastową utratę trzeciej bariery i gwałtowny wypływ wody z obiegu. Woda pod ciśnieniem 15 MPa i o temperaturze około 330^{o}C po rozszczelnieniu obiegu gwałtownie rozpręża się do ciśnienia atmosferycznego i ulega odparowaniu. Prowadzi to do szybkiego opróżnienia obiegu pierwotnego a w szczególności do osuszenia rdzenia reaktora, w którym proces odparowywania wody jest najbardziej intensywny. Jeśli nie dostarczymy wody do rdzenia, nastąpi stopienie paliwa i otaczającej je koszulki, a więc utrata dwóch pierwszych barier. Jedyną ochroną pozostaje wówczas obudowa bezpieczeństwa. Dlatego projektanci reaktorów zapewniają wysokie zapasy bezpieczeństwa w projekcie obiegu pierwotnego i wykluczają wszelkie przewidywalne przyczyny jego uszkodzenia, a operatorzy kontrolują, czy nie uległ on osłabieniu w toku eksploatacji. Jednocześnie wyposaża się EJ w układy bezpieczeństwa mające z najwyższą niezawodnością zapewnić dostarczenie wody do rdzenia nawet w mało prawdopodobnym przypadku rozerwania obiegu pierwotnego.

Wymagana niezawodność jest bardzo wysoka – uszkodzenie rdzenia powinno zdarzać się nie częściej niż raz na 100 tysięcy lat pracy reaktora (nowoczesne reaktory pracują 60 lat). Jednego reaktora – a przy jednoczesnej pracy 5000 reaktorów raz na 200 lat. Dwa wieki historii – pomyślmy ile w tym czasie zdarzyło się wojen, zniszczeń miast i wsi, trzęsień ziemi, huraganów, epidemii... A reaktory projektowane są tak, by uszkodzenie rdzenia wcale nie powodowało zgonów ludzi...

1.10. Obudowa bezpieczeństwa - najważniejsza bariera zatrzymująca radioaktywność

Analizy odporności obudowy bezpieczeństwa w nowoczesnych EJ potwierdziły, że z jednej strony mogą one wytrzymać uderzenie samolotu bez utraty szczelności, a z drugiej strony, nawet w razie poważnej awarii ze stopieniem rdzenia, powstrzymują skutecznie uwolnienia produktów rozszczepienia.

W najnowszej EJ z reaktorem EPR zaprojektowanym wspólnie przez ekspertów francuskich i niemieckich, obudowa wykonana jest w postaci dwóch powłok pierścieniowych z betonu zbrojonego o grubości 1,3 m każda. Wytrzymują one ciśnienie 5,1 MPa, to jest ciśnienie większe niż maksymalne ciśnienie występujące po najcięższych awariach reaktora EPR. Przecieki gazów przez tę obudowę przy maksymalnym nadciśnieniu wynoszą 0,5% objętości obudowy na dobę, co zapewnia redukcję uwolnień do wartości tak małych, że nie powodują one konieczności podejmowania działań interwencyjnych poza terenem elektrowni.



Rys. 8. Obudowa bezpieczeństwa reaktora EPR wytrzymuje nawet uderzenie samolotu Boeing 737 [2]. Rysunek przedstawia przekrój obudowy.

Pełną odporność na awarie projektowe i hipotetyczne poważne awarie ze stopieniem rdzenia zapewnia także obudowa bezpieczeństwa reaktora AP1000 firmy Westinghouse (USA). Jest ona wyposażona w pasywny system odbioru ciepła, zapewniający chłodzenie przez dowolnie długi czas po awarii bez potrzeby dostarczania energii elektrycznej z zewnątrz.

Obudowy bezpieczeństwa w dawniej budowanych EJ są mniej odporne, ale też wystarczają do ochronienia otoczenia przed skutkami awarii, nawet poważnych awarii ze stopieniem rdzenia. Udowodniły to nie tylko analizy wykonywane przez ekspertów jądrowych i sprawdzane przez urzędy dozoru jądrowego, ale i doświadczenie praktyczne z jedynej awarii ze stopieniem rdzenia, jaka zdarzyła się w reaktorze PWR, mianowicie z awarii w EJ Three Mile Island (TMI) w Harrisburgu (USA) w 1979 roku. W czasie tej awarii wskutek błędu operatorów, którzy omyłkowo wyłączyli awaryjny układ chłodzenia rdzenia, doszło do odparowania wody z reaktora, wypełnienia rdzenia parą i stopienia paliwa. Duże ilości produktów rozszczepienia wydzieliły się ze stopionego paliwa do wnętrza obudowy bezpieczeństwa, ale obudowa wytrzymała wszystkie obciążenia podczas awarii włącznie ze wzrostem ciśnienia po niekontrolowanym spaleniu wodoru. Na zewnątrz elektrowni wydzieliły się tylko nieznaczne ilości radionuklidów, np. frakcja jodu uwolniona poza obudowę bezpieczeństwa wyniosła poniżej jednej milionowej jodu zawartego w rdzeniu, a wydzielenia innych produktów rozszczepienia były także bardzo małe.

Dzięki temu, chociaż rdzeń reaktora został wskutek awarii całkowicie zniszczony i reaktor nigdy nie wznowił pracy, średnia dawka efektywna dla krytycznej grupy ludności wyniosła tylko 0,015 mSv, a więc w przybliżeniu tyle, o ile rośnie nasze normalne napromieniowanie podczas dwutygodniowych wczasów narciarskich w górach. Odpowiednie ryzyko zachorowania na nowotwory było mniejsze niż jedna milionowa w ciągu całego życia, a więc mniejsze niż ryzyko powodowane przez normalne roczne emisje z elektrowni węglowej w owym czasie. Mimo wielokrotnych badań, w okolicy TMI nie wykryto żadnych skutków zdrowotnych tamtej awarii.

2. REAKTOR RBMK W CZARNOBYLU BYŁ ODMIENNY OD REAKTORÓW WODNYCH

2.1. Jakie różnice zadecydowały o tragicznych skutkach błędów operatorów?

Awaria, która wystąpiła w Czarnobylu jest **całkowicie wykluczona** w reaktorze, jaki będzie budowany w Polsce i to niezależnie od ewentualnych błędów operatora. Istnieją fundamentalne różnice pomiędzy reaktorem RBMK (np. w Czarnobylu) i pozostałymi typami reaktorów np. PWR lub BWR (na całym świecie). Odmienny skład materiałowy rdzenia i zupełnie inna konstrukcja reaktorów RBMK oraz PWR powodują, że te pierwsze są z natury obarczone ryzykiem eksploatacyjnym, podczas gdy te drugie są z natury stabilne.

Projekt reaktora RBMK pracującego w Czarnobylu oparty był na projektach reaktorów, które mogły produkować pluton do celów militarnych i miał tę wyjątkową cechę, że w razie awarii układu chłodzenia jego moc rosła, zamiast maleć jak w reaktorach z wodą pod ciśnieniem (PWR) lub z wodą wrzącą (BWR), stanowiących obecnie podstawę rozwoju energetyki jądrowej na świecie. Różnica ta, opisana szerzej poniżej, wynika z istoty procesów fizycznych zachodzących w tych reaktorach i nie zależy od działania operatora. Dlatego reaktory PWR i BWR są reaktorami przyjaznymi człowiekowi, „wybaczającymi błędy", to znaczy same korygują możliwe błędne zachowania operatorów. W razie pogorszenia warunków chłodzenia paliwa następuje w nich samoczynne obniżenie mocy reaktora. Operator nie musi podejmować natychmiastowych działań, reaktor

dokonuje regulacji mocy sam, a w razie dalszego rozwoju warunków awaryjnych wyłącza się. Natomiast w reaktorze RBMK moc w warunkach awaryjnych rośnie. Z tego powodu w chwili awarii w Czarnobylu moc reaktora była setki razy wyższa od mocy nominalnej i reaktor RBMK został zniszczony [3].

Dodatkowo sytuację w Czarnobylu pogorszył błąd konstrukcyjny w układzie prętów bezpieczeństwa reaktora [4]. W chwili wprowadzania prętów bezpieczeństwa do rdzenia reaktor wszedł w stan niestabilny. Był to skutek uprzedniej pracy na obniżonej mocy, w szczególnych warunkach do których nigdy przedtem nie doprowadzono żadnego z reaktorów RBMK. Wskutek tego błędu, zamiast wyłączenia reaktora nastąpił przejściowy wzrost mocy. Operator nie zdawał sobie sprawy z tego błędu konstrukcyjnego i ze zdumieniem przekonał się, że po uruchomieniu przycisku powodującego zrzut prętów bezpieczeństwa moc reaktora zamiast zmaleć zaczęła rosnąć jeszcze szybciej!

To, że taki błąd nie został wcześniej wykryty, było skutkiem utrzymywania projektu reaktora RBMK w ścisłej tajemnicy. Obecne podejście do spraw bezpieczeństwa jądrowego oparte na pełnej jawności wyklucza taką sytuację – plany projektowe są publicznie dostępne i analizowane również przez przeciwników energetyki jądrowej, szukających „haków" na EJ. Konstruktorzy radzieccy pytani o rozwiązania w reaktorze RBMK odpowiadali, że jest to tajemnica. Natomiast dziś, gdy cztery czołowe firmy reaktorowe zgłosiły oferty w przetargu na elektrownię jądrową w Wielkiej Brytanii, to obszerne i dokładne opisy proponowanych reaktorów znalazły się w Internecie, dostępne dla wszystkich zainteresowanych [5]. Urząd dozoru jądrowego w Wielkiej Brytanii zachęcał wszystkich do zgłaszania uwag krytycznych. Taki sam proces realizowano w czasie publicznej dyskusji nt. budowy nowego reaktora EPR we Francji, przeprowadzonej w latach 2006-2007.

Dzięki tej otwartości, każdy projekt reaktora jest przeglądany i krytykowany przez specjalistów wysokiej klasy z różnych krajów i różnych organizacji. Każdy z tych krytyków stara się znaleźć jakiś błąd, bo takie spostrzeżenie podniesie jego status zawodowy, stworzy mu możliwości awansu i zapewni uznanie. I tak kilkanaście tysięcy specjalistów na całym świecie analizuje każdy nowy projekt i stara się znaleźć jego usterki. Tego nie było niestety w przypadku reaktora RBMK zbudowanego w Czarnobylu. Gdyby nie panująca wówczas w Związku Radzieckim atmosfera tajności, przyczyny awarii czarnobylskiej zostałyby zapewne zidentyfikowane i usunięte, zanim doszłoby do awarii.

Reaktor RBMK nie miał mocnej bariery ciśnieniowej pierwotnego obiegu chłodzenia, w szczególności nie miał zbiornika ciśnieniowego otaczającego cały rdzeń. Konstrukcja oddzielająca rdzeń od hali górnej była słaba. Gwałtowne wydzielenie pary wodnej w rdzeniu podczas awarii spowodowało wyrzucenie fragmentów pokrywy górnej reaktora i otworzenie drogi swobodnego przepływu powietrza do rdzenia, a materiałów z płonącego grafitu i produktów rozszczepienia - w górę, nad reaktor.

Co więcej, reaktor RBMK nie miał pełnej obudowy bezpieczeństwa, co umożliwiło uwolnienia produktów radioaktywnych po awarii bezpośrednio do atmosfery. Obudowy bezpieczeństwa wprowadzono jako obowiązkowy element reaktorowych systemów bezpieczeństwa już pół wieku temu w USA, a potem w innych krajach. Ale Związek Radziecki rozwijał swoją energetykę jądrową w odosobnieniu. Konstruktorzy reaktora RBMK oparli się na rozwiązaniach radzieckich reaktorów wojskowych. Uznali oni, że mogą nie budować pełnej obudowy bezpieczeństwa, a zadowolić się obudową częściową, obejmującą tylko część obiegu pierwotnego, bez włączenia w tę obudowę rdzenia i rurociągów wychodzących z rdzenia. Awaria zaszła jednak w rdzeniu – a ten nie był objęty obudową...

Skład materiałowy rdzenia reaktora RBMK był kolejnym czynnikiem pogarszającym sytuację. W reaktorach PWR i BWR w warunkach awaryjnych jego rdzeń i obudowa bezpieczeństwa zalewane są wodą, która zatrzymuje bardzo skutecznie promieniotwórcze izotopy jodu i wiele innych

promieniotwórczych produktów rozszczepienia. Natomiast w reaktorze RBMK nie było wody (stosunkowo niewielka jej ilość wyparowała w momencie awarii), był natomiast rozżarzony grafit, który – po rozszczelnieniu się osłony i kontakcie z powietrzem - palił się, powodując dodatkowo unoszenie wysoko w powietrze słupa dymu nasyconego produktami rozszczepienia. Przez to właśnie skażenia po Czarnobylu niemal natychmiast sięgnęły do górnych warstw troposfery i dolnej stratosfery, co, wbrew modelom komputerowym, wykazały polskie pomiary samolotowe [6]. Dlatego skażenie czarnobylskie objęło obie półkule, docierając nawet do Bieguna Południowego [7, 8].

Dozór jądrowy w Związku Radzieckim, który powinien był wykryć błędy projektowe reaktora RBMK, był słaby i nie spełniał swych zadań. Świadczy o tym nie tylko dopuszczenie do przeprowadzenia niebezpiecznego doświadczenia z reaktorem RBMK (bez opinii i nadzoru fizyków reaktorowych) - w toku którego doszło do awarii - ale i wcześniejsze zaniedbania w analizie raportu bezpieczeństwa. Skoro operatorzy nie zdawali sobie sprawy z grożącego im niebezpieczeństwa, to analizy bezpieczeństwa przedstawione dozorowi musiały być niekompletne, lub też ze względów politycznych dozór uznał błędnie, że operatorzy nie muszą znać ich wyników. W każdym z tych przypadków, dozór okazał się słaby i nie spełnił swych obowiązków. Obecnie od kilku już lat organizacje Unii Europejskiej intensywnie współpracują z dozorem rosyjskim i ukraińskim by przekazać im doświadczenie zgromadzone w krajach zachodnich i wzmocnić ich pozycję.

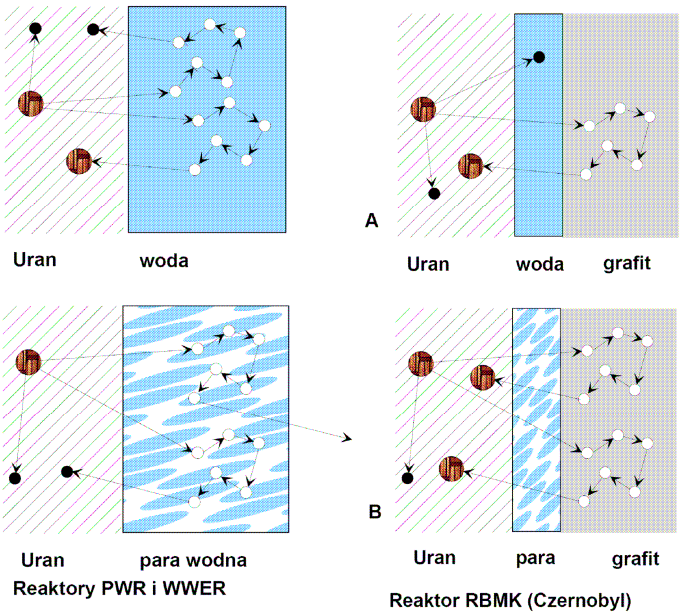
Uszkodzenia, jakie mogą się zdarzyć w reaktorach PWR i BWR, mogą prowadzić do wyłączenia reaktora i konieczności jego naprawy, ale nie mogą spowodować zagrożenia wymagającego podejmowania wczesnych działań dla ochrony ludności poza strefą wyłączenia reaktora (800 metrów) ani nie mogą doprowadzić do konieczności ewakuacji ludności.

I ostatni czynnik – decyzje administracyjne o ewakuacji na dużym obszarze wokoło Czarnobyla były niepotrzebne i błędne. Gdyby stosowano dzisiejsze zalecenia międzynarodowe, przyjęte zresztą jako obowiązujące przepisy w Polsce, to trwałej ewakuacji po Czarnobylu by nie było, a ludzie, którzy opuścili swe domy, mogliby do nich wrócić.

Dwa z wyżej wymienionych punktów zasługują na bliższą dyskusję.

2.2. Główna wada reaktora RBMK – samoczynny wzrost mocy w pewnych sytuacjach awaryjnych

Neutrony, które powstają w wyniku rozszczepienia jądra uranu, mają ogromne prędkości, odpowiadające energii milionów elektronowoltów. Tak prędkie neutrony przeszywają materiał paliwowy „nie widząc” jąder uranu i nie powodując ich rozszczepień. Do tego, by rozszczepienia uranu mogły nastąpić, neutrony muszą zostać spowolnione do energii rzędu setnych części elektronowolta, a więc dziesiątki milionów razy. W reaktorach PWR i BWR spowalnianie neutronów następuje w wodzie, której ilość dobiera się bardzo starannie. Jeśli jest jej za mało – neutrony nie zostaną dostatecznie spowolnione, przenikną przez wodę i paliwo, i wydostaną się na zewnątrz rdzenia, nie powodując rozszczepień. Jeśli wody będzie za dużo, to będzie ona zbyt silnie pochłaniać neutrony, pogarszając bilans neutronów i prowadząc do wygaśnięcia reakcji rozszczepienia.

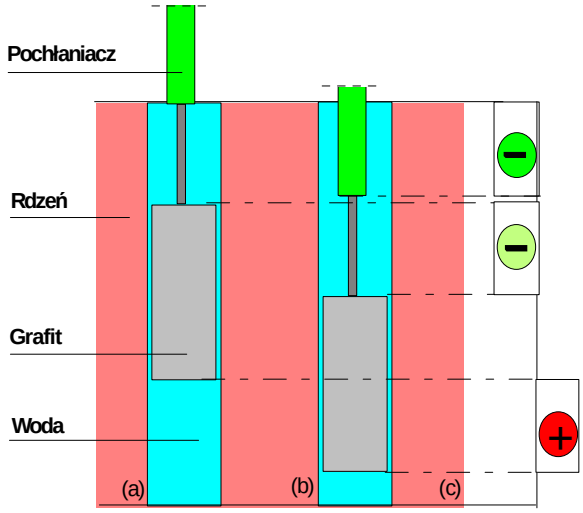


Rys. 9. Zmiany gęstości rozszczepień po odparowaniu części wody [3]. *A- normalna praca, B – spadek przepływu wody, część wody odparowuje. W reaktorze PWR lub WWER moc maleje, w reaktorze RBMK moc rośnie.*

Natomiast w reaktorze RBMK rolę spowalniacza neutronów pełni grafit, a woda między prętami paliwowymi służy głównie do przenoszenia ciepła, do spowalniania nie jest niezbędna. Co więcej, wobec tego, że pewna część neutronów ulega pochłanianiu w wodzie, zmniejszenie gęstości wody wskutek podgrzania, a tym bardziej wskutek jej częściowego odparowania, powoduje zmniejszenie liczby tych pochłonięć. Idzie za tym wzrost liczby neutronów, które wracają jako spowolnione do paliwa i powodują nowe rozszczepienie (Rys. 9).

Dlatego w reaktorze RBMK spadek przepływu chłodziwa prowadzi do podgrzania wody, wzrostu gęstości rozszczepień, wzrostu mocy reaktora, dalszego podgrzewu wody i dalszego wzrostu mocy. To dodatnie sprzężenie zwrotne powoduje gwałtowny wzrost mocy reaktora, o ile nie zatrzyma go wprowadzenie do rdzenia prętów bezpieczeństwa.

2.3. Błąd konstrukcyjny w układzie prętów bezpieczeństwa



Rys. 10. Błąd w konstrukcji prętów bezpieczeństwa w EJ Czarnobyl [3]. Wprowadzanie przedłużacza grafitowego powoduje wzrost mocy w dolnej części rdzenia, a spadek mocy w części górnej (znaki + i – w kolumnie „c").

Niestety, w Czarnobylu występowało dodatkowe niebezpieczeństwo, z którego nie zdawano sobie sprawy aż do czasu awarii, mianowicie wprowadzenie prętów bezpieczeństwa nie zawsze powodowało od razu wyłączenie reaktora. Pręty bezpieczeństwa w reaktorze RBMK są wprowadzane z góry, z wyjątkiem 24 skróconych prętów wprowadzanych z dołu i służących do wyrównania rozkładu generacji mocy w rdzeniu. Na końcu pręta bezpieczeństwa umocowany jest wkład grafitowy zwany wypełniaczem, który zabezpiecza przed napływem wody do obszaru, z którego wyciągnięto pręt bezpieczeństwa. Zwiększa to skuteczność pochłaniania neutronów, gdy opuszczamy pręt i na miejsce grafitu wsuwamy pochłaniacz neutronów. W czasie awarii czarnobylskiej wypełniacze grafitowe we wszystkich reaktorach RBMK były połączone z prętem pochłaniającym przy pomocy tzw. teleskopu, tj. konstrukcji mechanicznej o długości 1,25 m wypełnionej wodą.

Wymiary pręta i wypełniacza grafitowego były dobrane tak, że gdy pręt bezpieczeństwa był w pełni wyciągnięty z rdzenia, wypełniacz umieszczony był centralnie w rdzeniu, mając 1,25 m wody nad i pod sobą. Gdy sygnał awaryjny powodował spadek w pełni wyciągniętego pręta bezpieczeństwa do rdzenia, wypychanie wody z dolnej części kanału przy ruchu wypełniacza w dół powodowało miejscowy wzrost mocy w dolnej części rdzenia. Wielkość tego przejściowego efektu dodatniego zależała od przestrzennego rozkładu mocy reaktora i jego parametrów.

Wskutek długotrwałej pracy reaktora przed awarią na małej mocy, z wsuniętymi do rdzenia prętami regulacyjnymi, moc w dolnej części rdzenia była dużo większa niż w górnej. W związku z tym lokalne zwiększanie mocy w dolnej części rdzenia dawało dużo większy efekt niż zmniejszanie mocy w górnej części rdzenia. Tak więc, w chwili zrzucania do rdzenia pręta wiszącego nad rdzeniem, zmiana położenia wypełniacza spowodowała przejściowy wzrost mocy reaktora. Wobec wielkich rozmiarów rdzenia RBMK czas potrzebny na pełne wprowadzenie pręta bezpieczeństwa do rdzenia

wynosił 18 sekund. Stan, w którym lokalnie reaktywność w dolnej części rdzenia była znacznie zwiększona, trwał kilka sekund.

W analizach bezpieczeństwa zakładano, że duża część prętów bezpieczeństwa powinna być częściowo zanurzona w rdzeniu, tak by nie występowało jednoczesne wypieranie wody z wielu kanałów w dolnej części rdzenia przy wprowadzaniu prętów do rdzenia. Według oświadczenia konstruktorów reaktora po awarii, dla zapewnienia bezpiecznego sterowania reaktorem przynajmniej 30 prętów bezpieczeństwa powinno było być stale zanurzonych w rdzeniu. Ale operatorzy nie zdawali sobie z tego sprawy. Z pewnością nie było to postawione jako warunek kategoryczny, na przykład: *„jeśli doprowadzisz do stanu gdzie w rdzeniu będzie mniej niż 30 prętów, to nastąpi awaria*". W dążeniu do uzyskania sukcesu operatorzy zlekceważyli zalecenia – jeśli nawet były one sformułowane - i w chwili tuż przed awarią niemal wszystkie pręty bezpieczeństwa były całkowicie wyciągnięte ponad rdzeń... - bo operatorzy starali się w ten sposób utrzymać reaktor w ruchu.

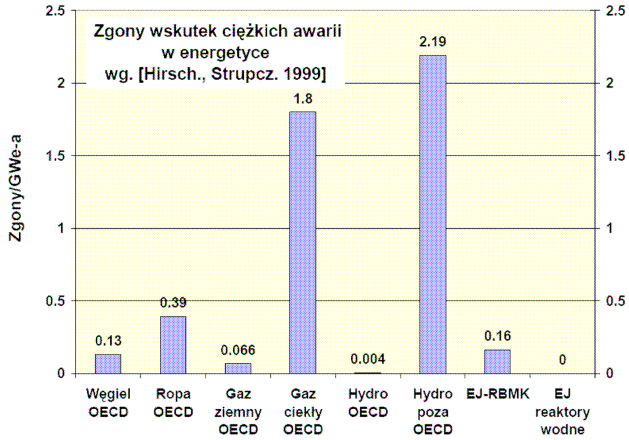
To spowodowało tragiczne skutki w czasie awarii.

2.4. Możliwość odłączenia układu zabezpieczeń reaktora

Reaktor RBMK miał i inne niebezpieczne cechy konstrukcyjne. Układ awaryjnego chłodzenia rdzenia włączał się po otrzymaniu sygnału, w której części rdzenia wystąpił przeciek. Stwarzało to możliwość odłączenia układu – i operatorzy właśnie to zrobili...

Sygnały układu zabezpieczeń reaktora w Czarnobylu powinny były wyłączyć reaktor długo przed awarią, gdy jeszcze dużo prętów bezpieczeństwa znajdowało się w rdzeniu, co wykluczało przejściowy wzrost mocy. Ale sygnały te można było odłączyć – i operatorzy też to zrobili...

2.5. Awaria czarnobylska nie powtórzy się w reaktorach XXI wieku



Rys. 11. Porównanie zagrożeń wskutek ciężkich awarii dla różnych źródeł energii [9]. Uwaga – dane w dziale „Hydro poza OECD" nie obejmują awarii hydroelektrowni Banqiao w Chinach w której w r. 1975 zginęło 260 000 ludzi [10].

Efektem tych błędów była awaria i zniszczenie reaktora oraz skażenie dużych obszarów wokoło elektrowni w Czarnobylu. Doniesienia prasy i propaganda organizacji antynuklearnych utrwaliły w umyśle przeciętnego człowieka obraz straszliwej katastrofy, który jest bardzo przesadzony i niezgodny z prawdą. Świadczą o tym raporty organizacji międzynarodowych, takich jak Komitet Naukowy ONZ ds. Skutków Promieniowania Atomowego UNSCEAR, Światowa Organizacja Zdrowia WHO, Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej IAEA, a na koniec Forum Czarnobyla, w którym uczestniczyło 8 organizacji ONZ oraz rządy Ukrainy, Białorusi i Rosji. Niezależnie jednak od tego, jak bardzo przesadzone są opisy skutków awarii, energetyka jądrowa jest zdecydowana nie dopuścić do wystąpienia okoliczności podobnych do tych, które spowodowały awarię w Czarnobylu.

Już reaktory II generacji budowane i eksploatowane przez 50 lat w Europie Zachodniej i USA mają doskonały bilans bezpieczeństwa – nikt nie stracił życia ani zdrowia wskutek awarii radiologicznej w jakiejkolwiek elektrowni jądrowej poza Czarnobylem.

Poziom bezpieczeństwa już osiągnięty przez energetykę jądrową z reaktorami I i II generacji ilustruje Rys. 11, oparty na danych historycznych. Pokazuje on liczbę zgonów powodowanych przez poważne awarie przy wytwarzaniu energii z różnych źródeł. Jak widać, dla wszystkich reaktorów poza reaktorami RBMK bilans strat zdrowia i życia personelu i społeczeństwa wynosi – **ZERO**.

Reaktory III generacji opracowane i budowane w XXI wieku zapewniają jeszcze wyższy poziom bezpieczeństwa.

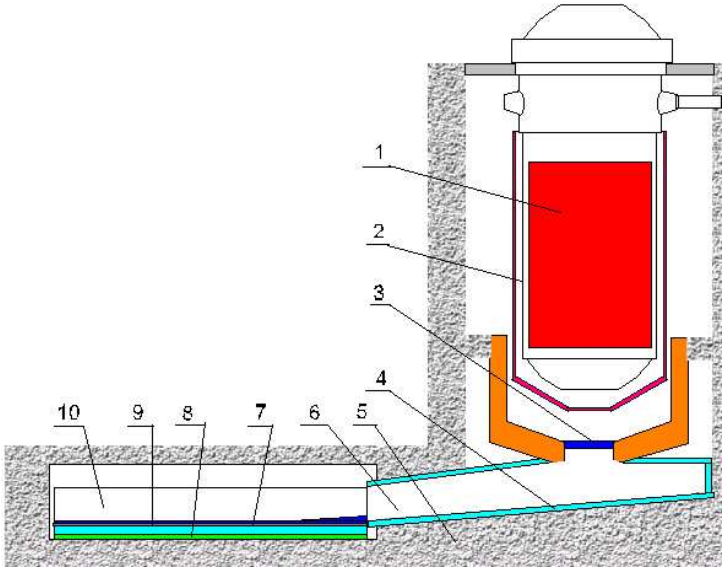
3. ELEKTROWNIE JĄDROWE III GENERACJI – ODPORNE NAWET NA NAJCIĘŻSZE AWARIE

3.1. Reaktor EPR – odporny na wyciek stopionego rdzenia ze zbiornika reaktora

W ciągu ubiegłych 50 lat projektowania reaktorów uważano, że wprowadzone środki bezpieczeństwa są tak skuteczne, że do stopienia rdzenia reaktora nie dojdzie, lub będzie ono zdarzać się tak rzadko, że można tego nie uwzględniać. Ale stopienie rdzenia w czasie awarii w Three Mile Island pokazało, że błędy ludzkie są możliwe, a w warunkach awaryjnych szybkie zrozumienie zachodzących procesów awaryjnych (zorientowanie się w sytuacji) może być trudne. Błędy zaś mogą prowadzić do fatalnych w skutkach decyzji. Rozpoczęto więc tworzenie procedur postępowania chroniących operatora przed popełnianiem błędów. Jednocześnie do projektowanych, a także do istniejących reaktorów wprowadzano dodatkowe zabezpieczenia by utrzymać uwolnienia radioaktywności pod kontrolą nawet przy najcięższych możliwych awariach hipotetycznych.

Prace te trwały przez wiele lat i odporność EJ na awarie poza projektowe stopniowo rosła. W końcu XX wieku w praktyce krajów Unii Europejskiej przyjęto, że cechy i układy bezpieczeństwa EJ powinny wystarczać nie tylko do opanowania awarii projektowych, ale także poza projektowych, by uniknąć dużych uwolnień materiałów radioaktywnych poza obudowę bezpieczeństwa. Obecnie projektowane reaktory (tzw. reaktory III generacji) zapewniają bezpieczeństwo okolicznej ludności nawet w razie ciężkich awarii ze stopieniem rdzenia.[11]

Jednym z rozwiązań jest układ z tzw. chwytaczem stopionego rdzenia, który w reaktorze EPR służy do wychłodzenia i zatrzymania stopionego rdzenia tak by obudowa bezpieczeństwa nie utraciła szczelności. Schemat pomieszczeń służących do ukierunkowania przepływu stopionego rdzenia i wychłodzenia go pokazano na rys.12.



Rys. 12. Układ chwytacza stopionego rdzenia w EJ z reaktorem EPR [12]: 1) rdzeń reaktora, 2) zbiornik ciśnieniowy reaktora, 3) pokrywa przetapiana przez rdzeń, 4) dno tunelu przelewowego, 5) beton fundamentów obudowy bezpieczeństwa, 6) tunel przelewowy, 7) materiał ogniotrwały ZrO2, 8) chłodzenie wodne chwytacza, 9) warstwa powierzchniowa przeznaczona na wytopienie, 10) chwytacz rdzenia - basen dla stopionego rdzenia.

W razie nieprawdopodobnej awarii stopienia rdzenia i zniszczenia zbiornika reaktora, wycieknie on do specjalnie do tego przeznaczonego pomieszczenia na dnie studni reaktora, zwanego chwytaczem rdzenia. Ściany i podłoże tego pomieszczenia są pokryte grubą warstwą betonu. Konstrukcja chłodząca umożliwia odprowadzenie ciepła zakumulowanego, schłodzenie oraz szybkie zestalenie się materiału rdzenia. Dzięki temu nie występuje erozja konstrukcyjnego betonu podłoża. Innymi słowy, stopiony rdzeń nie zniszczy betonowego podłoża i ścian „chwytacza rdzenia". Pasywnie działający układ zaworów umożliwia pokrycie warstwy gorącego stopionego materiału wodą z wewnętrznego zbiornika zapasowego. W następnej fazie, po dwunastu godzinach jest uruchamiany system odprowadzania ciepła z obudowy bezpieczeństwa, który schładza obszar wycieku.

Podobne układy schładzania stopionego rdzenia zastosowano w innych typach reaktorów III generacji.

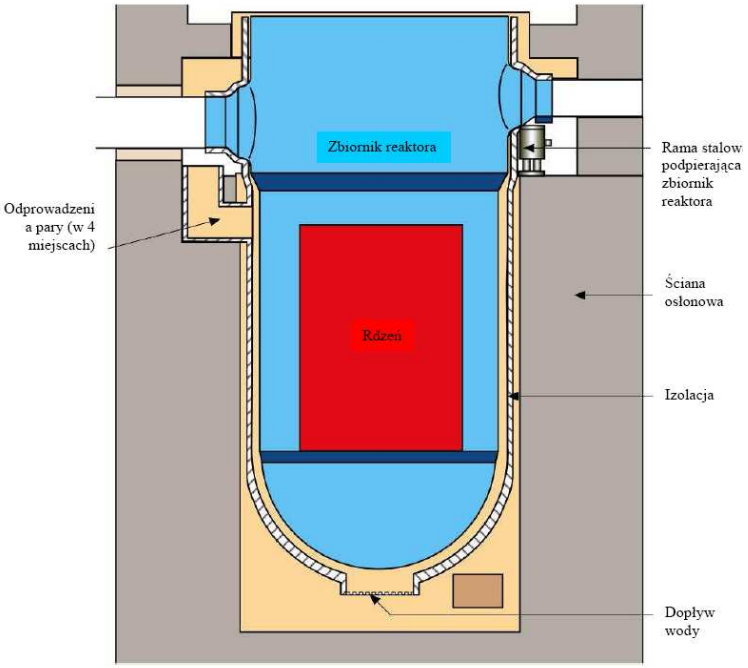
3.2. Reaktor AP 1000 – skuteczne chłodzenie rdzenia nawet przy zaniku zasilania elektrycznego

Rozwiązanie amerykańskiego reaktora AP1000 opiera się na zastosowaniu wypróbowanej technologii, z położeniem nacisku na cechy bezpieczeństwa oparte na zjawiskach naturalnych, jak siła ciężkości, przepływ w obiegu konwekcji naturalnej, ciśnienie sprężonych gazów i konwekcja naturalna. Układy bezpieczeństwa zapewniają odbiór ciepła od rdzenia i chłodzenie obudowy bezpieczeństwa przez długi czas bez zasilania prądem zmiennym i nie wymagają działania operatora przez 3 doby.

Nie ma w nich elementów czynnych (jak pompy, wentylatory lub generatory z silnikami Diesla), a działanie tych systemów nie wymaga systemów pomocniczych zakwalifikowanych do systemów bezpieczeństwa (takich jak zasilanie prądem zmiennym, chłodzenie elementów systemów bezpieczeństwa, wentylacja i klimatyzacja). Dzięki temu wyeliminowano zaliczone do układów

bezpieczeństwa awaryjne generatory z silnikami Diesla i cały kompleks potrzebnych dla nich podsystemów, jak sprężone powietrze potrzebne do ich uruchomienia, zbiorniki paliwa i pompy, a także system poboru powietrza i usuwania spalin.

Pasywne systemy bezpieczeństwa obejmują układ pasywnego wtrysku chłodziwa do reaktora, pasywny układ odbioru ciepła powyłączeniowego (czyli ciepła, które jest wytwarzane po wyłączeniu reaktora) i pasywny układ chłodzenia obudowy bezpieczeństwa. Ten ostatni układ jest specyficznym rozwiązaniem charakterystycznym dla reaktorów AP600 i AP1000, i opisany jest poniżej.



Rys. 13. Zalanie reaktora wodą w razie ciężkiej awarii w reaktorze AP1000 [12]: 1. Wyloty pary, cztery kanały, 2. Zbiornik reaktora, 3. Rdzeń, 4. Stalowa podpora zbiornika reaktora, 5. Ściana osłonowa, 6. Izolacja cieplna, 7. Wlot wody.

Ważnym elementem bezpieczeństwa reaktora AP1000 jest **układ automatycznej redukcji ciśnienia** w obiegu pierwotnym, który w przypadku hipotetycznych awarii poza projektowych zapewnia szybkie i niezawodne obniżenie ciśnienia w rdzeniu, aby umożliwić zalanie rdzenia wodą z układów niskociśnieniowych[1] Wykluczenie niebezpieczeństwa rozerwania zbiornika reaktora pod wysokim ciśnieniem zapewnia możliwość wykorzystania dodatkowych źródeł wody i chroni obudowę przed rozerwaniem. Układ ten składa się z czterech sekcji. Pierwsze trzy podłączone są do kopuły stabilizatora ciśnienia i obejmują w sumie 6 zaworów zrzutowych o wymiarach dobranych tak, by obniżyć ciśnienie w obiegu pierwotnym dostatecznie dla skutecznego wtrysku z zbiorników wody pod ciśnieniem i pozwolić na przejście do czwartego etapu redukcji ciśnienia. W czwartym etapie otwierają się 4 stacje redukcji ciśnienia połączone z gorącymi gałęziami obiegu pierwotnego[2], mające obniżyć ciśnienie tak, by możliwy był wtrysk wody ze zbiornika zapasu wody chłodzącej i z miski ściekowej obudowy bezpieczeństwa w fazie długoterminowego chłodzenia rdzenia po awarii.

[1] o ciśnieniu niższym niż 2 MPa

[2] obieg pierwotny to obieg odbierający ciepło od elementów paliwowych w rdzeniu.

Aby mieć pewność, że niezależnie od typu awarii będzie dość wody, by zalać rdzeń i zbiornik reaktora, zbiornik z wodą umieszczony jest bezpośrednio wewnątrz obudowy, powyżej rdzenia, i w razie awarii woda wycieka zeń pod działaniem siły ciężkości. Jest jej dostatecznie dużo, by wypełniła dolną część obudowy, gdzie znajduje się zbiornik. Tak więc, zalanie rdzenia wodą w reaktorze AP1000 może nastąpić zawsze, nawet przy zupełnym braku zasilania energią elektryczną.

Co więcej, zbiornik reaktora zostaje od zewnątrz zalany wodą tak, że nawet jeśli dojdzie do stopienia rdzenia, to ciepło wydzielane w paliwie będzie odbierane przez wodę z całej zewnętrznej powierzchni zbiornika reaktora (rys. 13)

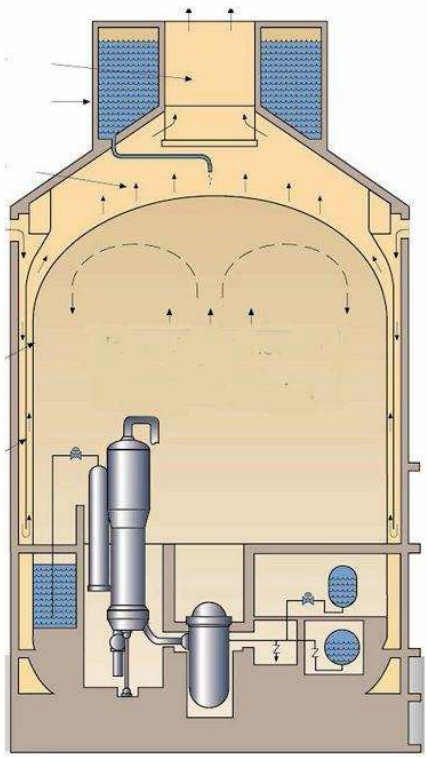
Liczba i złożoność działań operatora potrzebnych do sterowania i kontroli systemów bezpieczeństwa są zredukowane do minimum. Większość układów działa samoczynnie, bez potrzeby zewnętrznego zasilania i uruchamia się bez polecenia operatora. Ogólna strategia polega raczej na eliminowaniu akcji operatora, a nie na ich automatyzacji. Dzięki temu zmniejsza się ryzyko popełnienia przez operatorów ewentualnych błędów i pogorszenia sytuacji.

Tak więc bezpieczeństwo reaktora AP 1000 konsekwentnie opiera się na wykorzystaniu naturalnych sił przyrody, takich jak siła ciężkości.

3.3. Obudowa bezpieczeństwa reaktora AP1000 – zapewnia ochronę nawet przy braku zasilania i bez działań operatora

Zalanie szybu reaktora wodą zabezpiecza przed przegrzaniem zbiornika i paliwa. Ciepło wydzielane w rdzeniu nie powoduje już stopienia paliwa, a tylko wrzenie i odparowanie wody. Ale para wodna wypełnia obudowę bezpieczeństwa i w miarę upływu czasu musi przejmować ciepło z rdzenia.

W przypadku awarii w elektrowni jądrowej dysponujemy zwykle zasilaniem elektrycznym, zapewnionym przez wiele układów zasilania, zarówno przeznaczonych do normalnej pracy jak i do warunków awaryjnych. Ale w razie ciężkiej awarii przyjmujemy jako założenie, że wszystkie te układy przestają pracować. Jak więc odebrać ciepło od obudowy bezpieczeństwa? Gdyby brak było odbioru ciepła, to po kilku dniach ciągłego braku zasilania energią elektryczną (bardzo mało prawdopodobne – ale teoretycznie możliwe...) temperatura gazów wewnątrz obudowy wzrosła by tak bardzo że ich ciśnienie spowodowałoby rozerwanie obudowy. W wielu elektrowniach jako dodatkowe zabezpieczenie na wypadek ciężkiej awarii stosuje się specjalną linię zasilania łączącą EJ z pobliską hydroelektrownią, wydzieloną poza normalne zasilanie sieciowe. W innych zapewnia się dodatkowe przewoźne generatory Diesla. W AP1000 przyjęto rozwiązanie bardziej eleganckie, uniezależniające EJ od jakichkolwiek zewnętrznych źródeł zasilania elektrycznego.



Rys. 14. Obudowa bezpieczeństwa reaktora AP1000 z pasywnym układem odbioru ciepła [13].

Obudowa bezpieczeństwa reaktora AP1000 pokazana na rys. 14 składa się z dwóch warstw: wewnętrznej powłoki stalowej zapewniającej szczelność i zewnętrznej grubej powłoki betonowej, zatrzymującej promieniowanie bezpośrednie i chroniącej obudowę przed przebiciem z zewnątrz.

Zasadniczym elementem pasywnego układu chłodzenia obudowy bezpieczeństwa jest zbiornik wody chłodzącej (pokazany strzałką poziomą), posadowiony na szczycie obudowy bezpieczeństwa jak widać na rys. 14.

Po sygnale o wystąpieniu wysokiego ciśnienia wewnątrz obudowy zawory pod tym zbiornikiem otwierają się i woda chłodząca zaczyna spływać po zewnętrznej powierzchni stalowej powłoki obudowy bezpieczeństwa. Wystarcza to do odbioru ciepła powyłączeniowego z reaktora. Para generowana w rdzeniu skrapla się na wewnętrznej powierzchni powłoki stalowej i skropliny powracają do miski ściekowej obudowy bezpieczeństwa, skąd pompowane są ponownie do rdzenia. Ciepło przewodzone przez powłokę stalową odbierane jest przez odparowanie wody spływającej po zewnętrznej powierzchni powłoki, co zapewnia utrzymanie ciśnienia wewnątrz obudowy w przedziale ciśnień projektowych.

Obudowa bezpieczeństwa złożona jest z dwóch warstw: zewnętrznej powłoki żelbetonowej i wewnętrznej powłoki stalowej. Szczelina między nimi tworzy pierścieniową drogę przepływu powietrza, które napływa przez otwory wentylacyjne w pobliżu szczytu obudowy i spływa ku dołowi wzdłuż przegrody między powłoką żelbetonową a powłoką stalową. W pobliżu podstawy obudowy kierunek przepływu powietrza zmienia się o 180^{o} i powietrze wpływa do mniejszego pierścienia między przegrodą a powłoką stalową. Powietrze płynie ku górze, grzane przez stalową obudowę i wypływa przez komin na szczycie obudowy bezpieczeństwa. Połączenie odparowania ściekającej

wody i chłodzenia przez powietrze płynące w układzie konwekcji naturalnej zapewnia skuteczny odbiór ciepła z zewnętrznej powierzchni powłoki stalowej.

Dzięki tym rozwiązaniom, rdzeń reaktora pozostaje zawsze pod wodą, zbiornik zalany wodą od zewnątrz jest chroniony przed przegrzaniem, a samoczynne chłodzenie obudowy bezpieczeństwa zapewnia, że reaktor AP1000 nie spowoduje uwolnień znaczących ilości produktów rozszczepienia i zagrożenia okolicy nawet w razie ciężkiej awarii z długotrwałą utratą zasilania w energię elektryczną ze wszystkich źródeł.

Te ulepszenia w dziedzinie bezpieczeństwa dały wyniki w postaci znacznego zmniejszenia prawdopodobieństwa awarii z uszkodzeniem rdzenia. Według wymagań amerykańskiego dozoru jądrowego US NRC (*Nuclear Regulatory Commission*,) powinno ono być mniejsze niż 10^{-4}/rok, obecnie pracujące EJ osiągają wskaźnik około $5x\ 10^{-5}$/rok, wg wymagań firm energetycznych [11] prawdopodobieństwo uszkodzenia rdzenia powinno być niższe niż $1x\ 10^{-5}$/rok, a konstrukcja reaktora AP1000 zapewnia, że nie przekroczy ono $2{,}5x\ 10^{-7}$/rok, a więc jest 400 razy mniejsze niż wymaga NRC [13].

3.4. Poziom bezpieczeństwa reaktorów III generacji

Energetyka jądrowa nie poprzestaje na dotychczasowych osiągnięciach. Elektrownie jądrowe z reaktorami III generacji budowane są tak, by nawet po ciężkiej awarii ludność wokoło EJ pozostała bezpieczna. Wg. wymagań energetyki europejskiej EUR [11], projekt EJ musi zapewnić, że uszkodzenie rdzenia zdarzy się nie częściej niż raz na 100 000 lat, że przekroczenia kryteriów ograniczonego wpływu na środowisko będą występować rzadziej niż raz na milion lat, a bardzo duże uwolnienia muszą być ograniczone do częstości poniżej raz na 10 milionów lat pracy reaktora.

Nowoczesne reaktory III generacji muszą być zaprojektowane wg wymagań eur w taki sposób, by nawet w razie ciężkiej awarii nie było potrzeby:

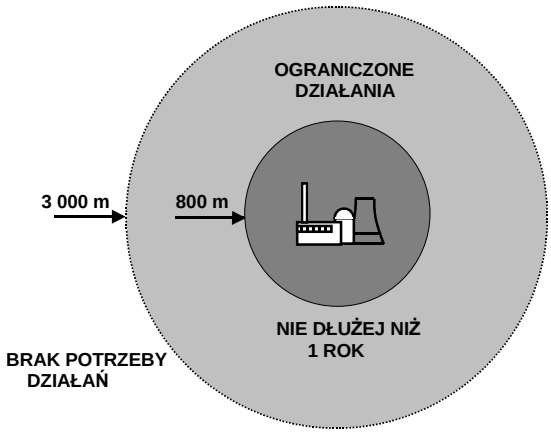
- Podejmowania wczesnych działań poawaryjnych[3] w odległości większej niż 800 m od reaktora,
- Podejmowania akcji opóźnionych[4] w odległości większej niż 3 km od reaktora,
- Akcji długoterminowych[5] w odległości większej niż 800 m od reaktora.

Pewne ograniczone środki zapobiegawcze mogą być stosowane, jak np. podawanie pastylek jodowych. Nie są one uwzględniane w formułowaniu powyższych wymagań.

[3] Działania ochronne w sytuacjach wyjątkowych (Emergency Protection Actions) - działania obejmujące ewakuację w oparciu o prognozę dawki do 7 dni, które można wdrożyć w fazie nagłego stan zagrożenia, to jest podczas trwania wydzieleń radioaktywności. Okres ten jest z reguły krótszy niż 7 dni.

[4] Działania opóźnione (Delayed Actions) – działania obejmujące przemieszczenie mieszkańców w oparciu o prognozę dawek oczekiwanych w ciągu 30 dni po awarii, powodowanych promieniowaniem gruntu i wchłanianiem zawiesiny aerozoli, które można wdrożyć po praktycznym zakończeniu fazy wydzielania produktów rozszczepienia.

[5] Działania długoterminowe (Long Term Actions) – działania obejmujące trwałe przesiedlenie ludności w oparciu o przewidywane dawki w ciągu 50 lat powodowane przez promieniowanie gruntu i powtórne tworzenie zawiesiny aerozoli. Dawki otrzymywane drogą pokarmową nie są przy tym uwzględniane.



Rys. 15. Minimalna strefa zagrożenia wokoło reaktora III generacji. Rysunek zaczerpnięty z wykładu prof. S. Chwaszczewskiego [14] za zgodą autora.

4. DZIAŁANIA ORGANIZACYJNE WSPOMAGAJĄCE SYSTEMY BEZPIECZEŃSTWA NOWOCZESNEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ

4.1. Kultura bezpieczeństwa

Kultura bezpieczeństwa w obiektach jądrowych rządzi działaniami i współpracą wszystkich osób i organizacji podejmujących pracę dla potrzeb energetyki jądrowej, ze szczególnym uwzględnieniem następujących elementów:

- Problemom bezpieczeństwa poświęca się pełną uwagę, na jaką zasługują, w szczególności stosuje się zasadę, że bezpieczeństwo jest ważniejsze od wytwarzania energii elektrycznej
- Odpowiedzialność za bezpieczeństwo jest jednoznacznie określona.
- Kierownictwo elektrowni i personel są przeszkoleni tak, by zdawali sobie sprawę z wagi zagadnień bezpieczeństwa.
- Zachęca się personel do uczenia się na własnych błędach i wyciągania wniosków z błędów popełnionych przez innych.
- Popiera się aktywną współpracę między operatorami elektrowni i krajami rozwijającymi energetykę jądrową (np. poprzez wymianą raportów z awarii, misje bezpieczeństwa MAEA, OSART itp.).

4.2. Ocena i weryfikacja poziomu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych

Ocenę bezpieczeństwa wykonuje się przed zbudowaniem i eksploatacją elektrowni jądrowej. Ocena ta jest dobrze udokumentowana w raporcie bezpieczeństwa i weryfikowana przez niezależnych ekspertów pracujących dla dozoru bezpieczeństwa jądrowego. Później jest ona aktualizowana w świetle nowych informacji o bezpieczeństwie jądrowym. Zawiera ona bardzo szczegółowe

informacje o rozwiązaniach projektowych i o eksploatacji elektrowni jądrowej. Między innymi raport bezpieczeństwa obejmuje:

- Szczegółową analizę możliwych sekwencji awaryjnych (awarie projektowe) wraz ze scenariuszami awarii o bardzo małym prawdopodobieństwie i analizę działań koniecznych by im zapobiegać.
- Deterministyczną analizę bezpieczeństwa, w której zakłada się, że dowolny element elektrowni może ulec awarii, a inny element zawiedzie w chwili, gdy będzie potrzebny do opanowania awarii. Przy takich założeniach i przy przyjmowaniu najbardziej pesymistycznych wariantów rozwoju sytuacji trzeba wykazać, że pozostałe układy elektrowni wystarczą do zapewnienia jej bezpieczeństwa.
- Probabilistyczną analizę bezpieczeństwa (PSA), w której zakłada się, że istnieje pewne prawdopodobieństwo awarii dowolnego elementu elektrowni i wszystkie awarie mogą wystąpić jednocześnie. Przy takich założeniach trzeba wykazać, że prawdopodobieństwo awarii prowadzącej do uwolnienia produktów rozszczepienia poza obudowę bezpieczeństwa jest dostatecznie małe.
- Plany działań awaryjnych na terenie elektrowni i poza elektrownią.
- Programy zapewnienia jakości.

4.3. Szkolenie personelu

Tworzy się programy szkolenia i okresowego przeszkolenia dla personelu eksploatacyjnego i remontowego by umożliwić im wykonywanie ich zadań w sposób bezpieczny i sprawny w warunkach normalnych i awaryjnych. Szkolenie jest szczególnie intensywne w przypadku operatorów i obejmuje wykorzystanie symulatorów sterowni elektrowni jądrowej. Wymaga się licencjonowania personelu eksploatacyjnego. Licencje wydawane są przez urząd dozoru jądrowego na podstawie pozytywnych wyników szkolenia, obejmujących testy w warunkach oczekiwanych sytuacji awaryjnych.

Szkolenie personelu obejmuje:

- Pracę w warunkach normalnej eksploatacji i w stanach awaryjnych.
- Instrukcje działania awaryjnego i wytyczne działań w stanach awarii poza projektowych, systemy doradztwa ekspertów i układy sterowania elektrownią.
- Pogłębianie kultury bezpieczeństwa.

4.4. Badania doświadczalne i analizy bezpieczeństwa jądrowego

Znaczenie bezpieczeństwa w elektrowniach jądrowych jest powszechnie uznawane i duże zespoły naukowców wysokiej klasy i inżynierów prowadzą od wielu lat badania zmierzające do znalezienia możliwych zagrożeń i znalezienia środków zaradczych. Mają oni silną motywację do znalezienia problemów bezpieczeństwa, bo od tego zależy uzyskanie finansowania ich prac. Co więcej, ich osobisty awans naukowy i zawodowy zależy od wykrycia nowych zagrożeń i udowodnienia, że są one ważne. Podobne bodźce do pracy mają instytuty badawcze i organy dozoru jądrowego. Wszystko to przyczynia się do rozwoju badań, które osiągnęły skalę bez precedensu w dziejach ludzkości.

Wynikiem tego jest:

- Ciągła wymiana informacji dotyczących wszystkich problemów bezpieczeństwa,
- Intensywne badania w dziedzinie bezpieczeństwa, w których zainteresowane są firmy przemysłowe, urzędy dozoru jądrowego, organizacje społeczne i instytuty badawcze,
- Wprowadzanie wyników prac naukowych i badawczych do nowych rozwiązań
- Krytyczna analiza wszystkich nowych informacji
- Gwarancja, że żaden z istotnych problemów bezpieczeństwa nie pozostanie niedostrzeżony.

4.5. Instrukcje działania awaryjnego

Instrukcje działania awaryjnego obejmują akcje dotyczące zarówno awarii projektowych jak i poza projektowych, które mogłyby doprowadzić do stopienia rdzenia reaktora. W pierwszym okresie rozwoju elektrowni jądrowych znajomość procesów awaryjnych nie była wystarczająca by zapewnić operatorowi komplet instrukcji postępowania awaryjnego, które byłyby oparte na symptomach awarii obserwowanych na przyrządach pomiarowych. Operator musiał zgadywać, jaka awaria zaistniała, i podejmować działania na podstawie tych przypuszczeń. W ostatnim dziesięcioleciu wyniki badań i doświadczenie uzyskane w kilkuset elektrowniach pracujących na całym świecie pozwoliły przygotować instrukcje postępowania awaryjnego oparte na symptomach awarii. Operator nie musi już wiedzieć, jakiego rodzaju uszkodzenie wystąpiło w elektrowni, wystarcza by zgodnie z instrukcją reagował na wskazania przyrządów pomiarowych widoczne w sterowni reaktora.

To przejście od instrukcji, opartych na zgadywaniu, co jest przyczyną awarii, do instrukcji opartych na symptomach awarii, jest bliskie zakończenia w większości elektrowni jądrowych i niesie znaczne zmniejszenie zagrożeń związanych z możliwymi poważnymi awariami w obiektach jądrowych.

4.6. Sterowanie procesami awaryjnymi w elektrowni jądrowej.

Sterowanie procesami awaryjnymi obejmuje działania podejmowane dla zapobieżenia stopieniu rdzenia, a jeśli by okazały się one nieskuteczne – akcje dla opanowania awarii po stopieniu rdzenia, z głównym naciskiem położonym na zatrzymanie produktów rozszczepienia wewnątrz obudowy bezpieczeństwa. Zasady sterowania procesami awaryjnymi zostały dobrze opracowane dla reaktorów wodnych i są wprowadzone do elektrowni jądrowych w wielu krajach.

4.7. Współpraca międzynarodowa w podnoszeniu bezpieczeństwa jądrowego

Ważnym elementem rozwoju bezpieczeństwa jądrowego jest świadomość, że awaria jądrowa w dowolnym kraju wpływa na rozwój energetyki jądrowej we wszystkich krajach. Dlatego międzynarodowa współpraca w podnoszeniu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych charakteryzuje się otwartością i gotowością do wzajemnej pomocy, doświadczenia z awarii w jednym kraju przekazywane są do innych krajów, a osiągnięcia wiodących elektrowni kwalifikowane jako „ dobra praktyka” publikowane są tak, aby mogły wykorzystać je inne elektrownie. Taki międzynarodowy proces uczenia się zapewnia szybkie i skuteczne wdrażanie najlepszych rozwiązań w elektrowniach jądrowych, pod warunkiem, że względy polityczne nie hamują dostępu do doświadczeń międzynarodowych i że dany typ reaktora nie jest zasadniczo odmienny od wszystkich innych reaktorów na świecie.

W tym kontekście należy zauważyć, że budowa elektrowni jądrowych w krajach o niestabilnej strukturze społecznej i politycznej, niezdolnych do wykorzystania nagromadzonego na świecie doświadczenia w dziedzinie bezpieczeństwa reaktorów jądrowych lub decydujących się na rozwijanie swych własnych typów reaktorów, odmiennych od wszystkich innych, wiąże się z ryzykiem większym niż ryzyko typowe dla podstawowych typów reaktorów eksploatowanych obecnie na świecie.

Energetyka jądrowa to dobre źródło energii dla człowieka, ale w krajch stabilnych politycznie i nienarażonych na groźbę wojny. Wbrew skojarzeniom z bombami atomowymi, elektrownie jądrowe to instalacje na wskroś pokojowe. Przedsiębiorstwa energetyczne za jedyny cel uważają służbę społeczeństwu, ale tylko drogami pokojowymi. Elektrownie jądrowe będą budowane tylko tam, gdzie tego będzie chciało społeczeństwo, a rządy potrafią zapewnić pokojowe i stabilne warunki istnienia społeczeństwa i energetyki.

Literatura

[1] A. Strupczewski, *Ochrona przed zagrożeniami po awariach w elektrowniach jądrowych*, Biuletyn Miesięczny PSE, wrzesień 2005, 10-27

[2] G. Saltarelli, *AREVA Experience Overview*, Materials from the Meeting of AREVA with PGE, Paris, 10.04.2008

[3] A. Strupczewski, Czy awaria taka jak w Czarnobylu może powtórzyć się w polskiej elektrowni jądrowej? Biuletyn Miesięczny PSE, październik 2005, 9-24

[4] W. Trojanowski, L. Dobrzynski, E. Droste, A. Strupczewski, *W 20-tą rocznicę awarii Czarnobylskiej elektrowni jądrowej*, www.ipj.gov.pl/pl/szkolenia/matedu/czernobyl20.htm

[5] Np dokumentacja reaktora EPR jest dostępna pod adresem: http://www.epr-reactor.co.uk

[6] Z. Jaworowski, L. Kownacka, *Nuclear weapon and Chernobyl debris in the troposphere and lower stratosphere.* The Science of the Total Environment 144: 201-215 (1994.)

[7] J.E. Dibb, P.A. Mayewski, C.S. Buck, S.M. Drumey, Beta radiation from snow. Nature 345: 25

[8] J.C. Philippot,. Fallout in snow. 1990, Nature 348: 21

[9] S. Hirschberg, A. Strupczewski, *Comparison of Accident Risks in Different Energy Systems* – IAEA Bulletin, 1/1999

[10] Yi S. 1998. The World's Most Catastrophic Dam Failures. The August 1975 collaps of the Baqiao and Shimantan dams. In: D. Qing, J. Thiboleau, and P. B. Williams (ed)The River Dragon Has come! The Three Gorges Dam and the Fate of China's Yangtze River and its People, pp pp. 240. M.E. Sharpe

[11] European Utility Requirements for LWR Nuclear power Plants, a Document produced by DTN, Electricite de France, ENEL SpA, KEMA Nederland BV, Nuclear Electric, Tractebel and Vereinigung Deutscher Elektrizitaetswerke,Volume 1 &2, Rev. C April 2001

[12] A. Strupczewski, A jeśli jednak dojdzie do ciężkiej awarii w elektrowni jądrowej – co wtedy? Biuletyn Miesięczny PSE, 5/06 2006, 3 – 13

[13] R.F. Wright, AP1000 Containment Design and Safety Assessment, ICONE 9516, Proc. Of ICONE 9, 9th International Conference on Nuclear Engineering, April 8-12, 2001, Nice, France

[14] S. Chwaszczewski, *Elektrownie jądrowe XXI wieku.* Festiwal nauki, 20.09.2008

DLACZEGO POLSKA POTRZEBUJE ENERGETYKI JĄDROWEJ?

Mirosław Duda
Agencja Rynku Energii, Warszawa

PERSPEKTYWY ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W SKALI GLOBALNEJ

Dotychczas Polska stanowi białą plamę w zastosowaniu energii jądrowej do wytwarzania energii elektrycznej. Wobec postępującego procesu integracji na skalę europejską i również globalną, tego rodzaju izolacja nie da się utrzymać w dłuższej perspektywie. Prędzej czy później światowe trendy rozwoju technologii zaopatrzenia w energię obejmą również Polskę, gdyż problemy bezpieczeństwa dostaw paliw mają ten wymiar. Z tego względu w projekcjach rozwoju energetyki krajowej nieodzowne jest spojrzenie na świat w celu racjonalnego wykorzystania doświadczeń innych krajów.

A świat stoi obecnie wobec konfrontacji ciągle rosnącego zapotrzebowania na energię z wyczerpującymi się zasobami ropy i gazu oraz coraz bardziej odczuwalnymi wymogami ochrony środowiska, zwłaszcza związanymi z efektem cieplarnianym, za który w dużej części odpowiedzialne jest spalanie organicznych paliw kopalnych. Efekt cieplarniany utrudni wykorzystanie dużych jeszcze zasobów węgla kamiennego, gdyż w coraz większym stopniu jego spalanie obciążone będzie kosztami szkód w środowisku, spowodowanych emisją zanieczyszczeń do atmosfery, głównie CO_2.

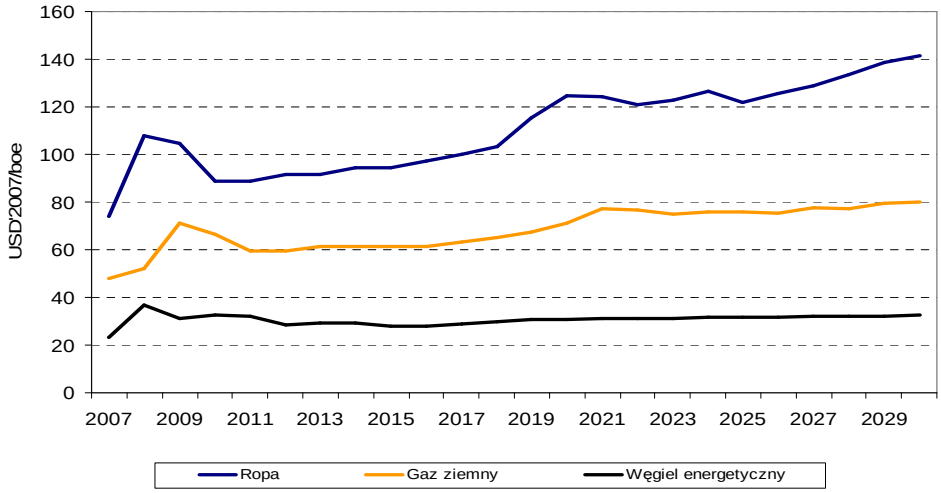
W świetle powyższego w wielu krajach wskazuje się na konieczność renesansu energetyki jądrowej. Owa konieczność była wielokrotnie podkreślana podczas obrad XX Światowego Kongresu Energetycznego w Rzymie. Ten renesans wymaga weryfikacji negatywnego stosunku do tej technologii, spowodowanego w dużym stopniu syndromem katastrofy czarnobylskiej, który w wielu krajach zahamował rozwój tej technologii. Niektóre kraje europejskie podjęły decyzje o stopniowym wycofywaniu elektrowni jądrowych z eksploatacji (np. Belgia, Niemcy, Szwecja), a w Austrii, w wyniku referendum doszło nawet do odstąpienia od uruchomienia elektrowni gotowej do eksploatacji. W USA, jeszcze przed katastrofą czarnobylską, po awarii w Three Mile Island w 1979 r., drastycznie wzrosły wymagania Jądrowej Komisji Regulacji. Spowodowało to wzrost kosztów budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych oraz wycofanie zleceń na nowe obiekty, również z powodu pojawienia się dostępu do tanich w owym czasie dostaw ropy i gazu. Nie uległ natomiast istotnemu spowolnieniu rozwój energetyki jądrowej w krajach Azji (Chinach, Japonii, Indii i Korei Południowej) oraz Rosji.

Mimo tych trudności rozwojowych energetyka jądrowa odgrywa znaczną rolę w zaopatrzeniu świata w energię. Obecnie w świecie w eksploatacji znajduje się 439 reaktorów energetycznych w 31 krajach, o łącznej mocy 372,2 GWe, które pokrywają koło 16% globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. W budowie jest 39 jądrowych bloków energetycznych, o mocy 33 GWe [1]. Udział produkcji energii elektrycznej w EJ utrzymywał się przez ostatnie lata na podobnym poziomie, przede wszystkim dzięki temu, że przez ostatnie 15 lat stale wzrastała dyspozycyjność EJ (w 2005 roku wyniosła średnio 81%).

W prognozie rozwoju zaopatrzenia świata w energię, sporządzonej w 2006 r. przez Międzynarodową Agencję Energetyczną [3] przewiduje się, że globalne zapotrzebowanie na energię pierwotną

wzrośnie do roku 2030 w scenariuszu referencyjnym o 53 %, natomiast w scenariuszu alternatywnym (tzw. efektywnościowym), o 9.9 % mniej. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w skali globalnej w scenariuszu referencyjnym ma wzrastać ze średniorocznym tempem 2.6%. W krajach rozwijających się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną ma być znacznie wyższy. Najszybciej zużycie energii elektrycznej ma wzrastać w Indiach (5.4%) i w Chinach (4.9%). W scenariuszu alternatywnym wzrost zapotrzebowania globalnego na energię elektryczną ma być niższy o 12.2% dzięki przedsięwzięciom stymulującym wzrost efektywności użytkowania tej energii. Średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w scenariuszu alternatywnym wyniesie 2.1%.

Ceny ropy naftowej i gazu na rynku światowym po odreagowaniu spadkiem na duży wzrost sprzed kilku lat będą istotnie wzrastać (rys. 1).



Rys. 1. Historia i prognoza cen nośników energii pierwotnej importowanych do Europy wg EnergSys (2008).

W skali globalnej wskaźnik ***zasobów ropy naftowej*** R/P[1], wg renomowanych danych statystycznych BP [4] w ciągu ostatnich 30 lat utrzymywał się w granicach 27 – 43 lat. Obecnie wynosi on ok. 41 lat, co powinno być sygnałem ostrzegawczym, głównie dla polityków, zajmujących się zagadnieniami gospodarczymi. Międzynarodowa Agencja Energetyczna uspokaja wprawdzie, że nie powinno być problemów z dostawami ropy w perspektywie do 2030 r., gdyż przewidywany wzrost cen uruchomi środki na niezbędne inwestycje w tym zakresie. Poważnym problemem są jednak koszty pozyskania i ceny ropy w dłuższej perspektywie, gdyż wystąpi potrzeba sięgnięcia po znacznie trudniejsze i mniej wydajne złoża roponośne (piaski i łupki bitumiczne).

Dla ***gazu ziemnego*** wskaźniki R/P są korzystniejsze niż dla ropy naftowej, aczkolwiek w ciągu ostatnich pięciu lat wartość R/P obniżyła się z poziomu ok. 70 do ok. 64 lat. Należy wziąć pod uwagę konieczność ponoszenia ogromnych nakładów na uruchomienie nowych złóż oraz budowę gazociągów transportowych przede wszystkim z Rosji do Europy i Azji. W okresie 1970-2007 nastąpił bardzo wysoki, ponad 4 krotny wzrost światowych rezerw gazu ziemnego - do ok. 80 bln m^3 w 1980 r. i ok. 180 bln m3 w 2007 r. Skupienie większości światowych rezerw gazu ziemnego w 2 regionach: Rosji (ok. 28%) i krajach OPEC (ok. 50%) stanowi poważne zagrożenie bezpieczeństwa dostaw tego nośnika dla państw, które nie mają wystarczających własnych rezerw i muszą zaspokajać swoje potrzeby importem tego nośnika.

[1]Wskaźnik R/P wyraża stosunek zasobów do obecnej produkcji danego rodzaju paliwa, co również określa prawdopodobny okres eksploatacji tych zasobów w latach przy obecnym poziomie produkcji.

Zasoby światowe ***węgla kamiennego*** są jeszcze bardzo duże. Przy obecnym poziomie dostaw mogą wystarczyć na ok 133 lata. Największymi 224 letnimi wskaźnikami charakteryzują się regiony Ameryki Północnej oraz Europy z obszarami dawnego ZSRR: USA - 234 lata, Rosja - 500 lat, Ukraina - 444 lata, Kazachstan - 332 lata. Także Południowa Afryka i Australia posiadają większe zapasy, szacowane odpowiednio na 178 i 194 lata. Są one atrakcyjne ze względu na stosunkowo niskie koszty wydobycia ze złóż odkrywkowych.

Węgiel brunatny nie występuje w obrocie między narodowym i nie poddaje się ocenie poprzez wskaźnik globalny. Jego wykorzystanie zależne jest od lokalnych zasobów i charakterystyk złóż. W Polsce zasoby bilansowe węgla brunatnego na koniec 2006 r. wg Państwowego Instytutu Geologicznego wynosiły ok. 13,5 mld ton, w tym zasoby zagospodarowane 1, 8 mld ton. Znajdują się one głównie w trzech zagłębiach: bełchatowskim, turoszowkim i konińskim. Złoża dotychczas niezagospodarowane znajdują się w obszarach: legnickim, lubuskim, wielkopolskim i łódzkim. Spośród tych złóż najbardziej perspektywiczna jest eksploatacja złóż legnicko – gubińskich o zasobach bilansowych ok. 2 mld ton. Szacuje się, że przy obecnym rocznym wydobyciu węgla brunatnego (ok. 60 mln t), wystarczalność złóż obecnie zagospodarowanych wyniesie ok. 30 lat.

Potencjał ***energii odnawialnej*** w wymiarze globalnym jest teoretycznie ogromny, gdyż jest określony głównie zasobami energii słońca. Jest jednak bardzo rozproszony w świecie i jego wykorzystanie wiąże się z koniecznością koncentracji, co pociąga za sobą wysokie koszty. Wykorzystanie zasobów energii rzek, pozostałych jeszcze do zagospodarowania energetycznego, zwłaszcza w Chinach, Ameryce Południowej i Afryce, wiąże się z ogromnymi nakładami inwestycyjnymi oraz długimi okresami budowy, co stanowi o wysokim ryzyku i czyni tego rodzaju przedsięwzięcia mało atrakcyjnymi dla potencjalnych inwestorów prywatnych. Dla elektroenergetyki znacznie prostsze jest wykorzystanie energii wiatru i biomasy, a w przyszłości także źródeł fotowoltaicznych. Wymagane są jednak dalsze prace w tym zakresie, które doprowadzą do technologii przemysłowych o akceptowalnych kosztach. Z tych względów udział energii odnawialnej jest i będzie w najbliższych dekadach niewielki - nawet, jeśli będą realizowane ekologiczne scenariusze rozwoju.

Na rynku światowym ***paliwo jądrowe*** jest powszechnie dostępne, zarówno rudy uranowej, jak i zdolności przeróbczych na sześciofluorek uranu (gaz) oraz zdolności zakładów wzbogacania a także produkcji elementów paliwowych do reaktorów.

W perspektywie dostępność energii zawartej w paliwie jądrowym zależy od rozwoju technologii reaktorów jądrowych. W ciągu 50 lat dotychczasowej eksploatacji EJ zużyto ok. 1500 kt uranu. Udokumentowane i perspektywiczne zasoby uranu pozwalają zaspokoić obecne i przyszłe potrzeby EJ z reaktorami termicznymi na 80 -120 lat zależnie od technologii. Wykorzystanie zasobów uranu w rudach fosfatowych i wodzie morskiej oraz toru umożliwią zaspokojenie potrzeb na paliwo jądrowe na wiele stuleci.

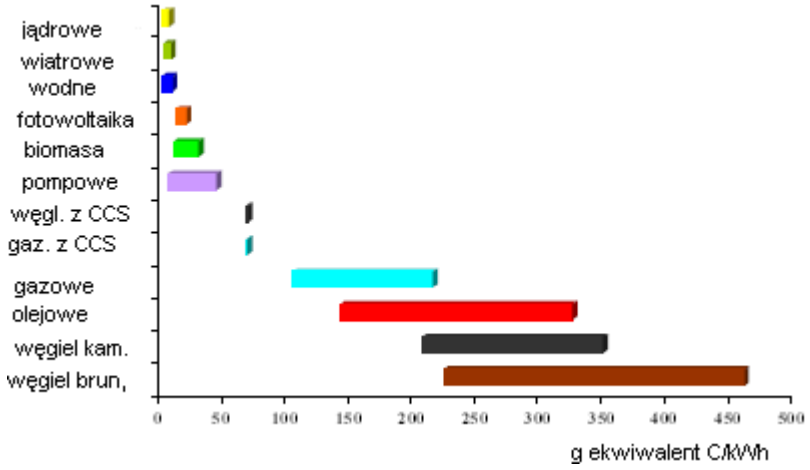
Wskaźniki wystarczalności paliwa uranowego są zależne od postępu w zakresie budowy reaktorów powielających w celu zamknięcia tzw. cyklu paliwowego (tab. 1).

Tabela 1. Wystarczalność globalnych zasobów paliwa uranowego wg danych IAEA.

Cykl paliwowy	Zasoby konwencjonalne potwierdzone	Całkowite zasoby konwencjonalne	Całkowite zasoby konwencjonalne i niekonwencjonalne
Cykl otwarty z wykorzystaniem tylko reaktorów termicznych	85	270	675
Cykl zamknięty z wykorzystaniem reaktorów powielających	Powyżej 5000		

Zamknięcie uranowego cyklu paliwowego z odzyskiwaniem z paliwa wypalonego, przede wszystkim plutonu 239, jako paliwa dla reaktorów termicznych, oraz z wykorzystaniem potem reaktorów powielających, umożliwi w skali światowej wydłużenie okresu wykorzystania elektrowni jądrowych na ponad tysiąc lat. Dodatkowe duże możliwości stwarza wykorzystanie toru jako paliwa jądrowego. Zasoby tego pierwiastka nie są jeszcze w pełni rozeznane. Paliwo jądrowe jest zatem jedynym paliwem o praktycznie nieograniczonych zasobach.

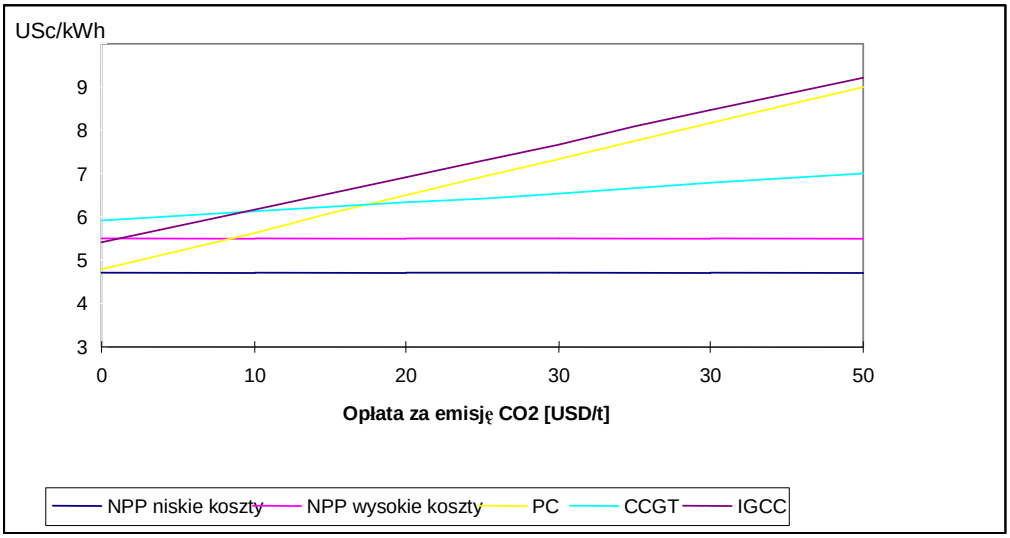
W świetle narastających obaw o skutki efektu cieplarnianego oraz konieczności rozwoju technologii o minimalnej emisji gazów cieplarnianych, przede wszystkim CO_2, energetyka jądrowa jawi się jako praktycznie jedyna technologia stabilnego i niezawodnego wytwarzania energii o praktycznie zerowej emisji gazów cieplarnianych (rys. 2).



Rys. 2. Porównanie jednostkowych emisji gazów cieplarnianych rozmaitych technologii wytwarzania energii elektrycznej[3].

W perspektywie do 2030 r. ***koszty wytwarzania energii elektrycznej*** będą zależeć od rodzaju źródeł energii elektrycznej, ich sprawności i przede wszystkim od rodzaju stosowanych paliw. Dla elektrowni opalanych organicznymi paliwami kopalnymi, w których udział kosztów paliwa wynosi od 50 % (elektrownie węglowe) do 70 % (elektrownie gazowe) decydujący wpływ będą mieć ceny paliw oraz ceny uprawnień do emisji CO_2.

Z porównania kosztów wytwarzania energii elektrycznej (rys. 3) wynika, że już dla opłat za uprawnienia do emisji CO_2 na poziomie 10 USD/t CO_2 energia z EJ jest najtańsza w odniesieniu do wszystkich innych technologii nawet przy założeniu wysokich kosztów wytwarzania w EJ.



Rys. 3. Zależność kosztów wytwarzania energii elektrycznej od wysokości opłat za emisję CO_2 [3] Oznaczenia: NPP- elektrownie jądrowe,PC- elektrownie węglowe z kotłami pyłowymi, CCGT – elektrownie parowo-gazowe, IGCC –elektrownie ze zgazowaniem węgla.

Oprócz kosztów wytwarzania energii ponoszonych przez elektrownie wprowadza się do porównań różnych opcji energetycznych pojęcie tzw. ***kosztów zewnętrznych***, które obejmują koszty zdrowotne, koszty szkód w środowisku, w tym koszty powodowane przez efekt cieplarniany, oraz koszty możliwych awarii. Największy udział w kosztach zewnętrznych mają koszty zdrowotne. Wg ocen eksperckich [6] koszty zewnętrzne, powodowane przez energetykę węglową, nawet przy pominięciu kosztów zanieczyszczeń rzek przez ścieki z elektrowni węglowych i wodę zasoloną z kopalń węgla kamiennego, wynoszą dla Europy ok. 4,6 Euro/MWh. Dla energetyki jądrowej na przykładzie Francji, Wielkiej Brytanii i Szwecji koszty te są o dwa rzędy wielkości mniejsze.

Włączenie kosztów zewnętrznych do analiz porównawczych przez potencjalnych inwestorów będzie możliwe dopiero po ich internalizacji, a więc po wprowadzeniu stosownych opłat ekologicznych do ceny energii elektrycznej, co zostało zapoczątkowane przez wprowadzenie opłat za uprawnienia do emisji CO_2, których wysokość jest określana w Europie na rynku uprawnień do emisji CO_2.

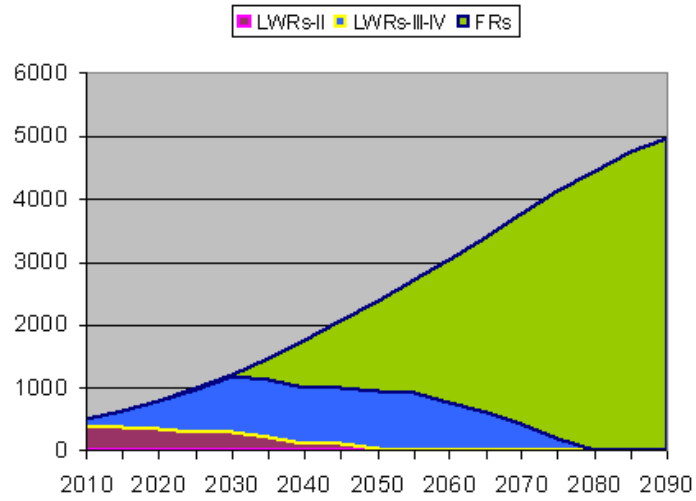
Charakterystyczną cechą energetyki jądrowej jest ***niski udział kosztów paliwa*** w całkowitych kosztach wytwarzania energii (do 15 %) ***wysokie nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy*** (2500 - 3000 USD'05/kW netto), co może ograniczać tempo budowy takich źródeł. Jednak wysokie nakłady inwestycyjne będą również dotyczyć elektrowni węglowych z technologią wychwytywania i składowania CO_2 (Carbon Capture and Storage – CCS). Ocenia się, że będą one porównywalne z nakładami na EJ.

PERSPEKTYWY ROZWOJU JĄDROWYCH TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII W SKALI GLOBALNEJ

W rozwoju technologii jądrowego wytwarzania energii w XXI wieku w skali globalnej można wyróżnić dwa etapy:

- etap otwartego cyklu paliwowego z dominacją reaktorów termicznych i kumulacją plutonu w paliwie wypalonym i jego stopniowym odzyskiwaniem w procesie przeróbki paliwa wypalonego;
- etap rozwoju reaktorów prędkich powielających, zapewniających paliwo jądrowe na długie lata eksploatacji EJ, co pozwoli na zastąpienie coraz trudniejszych do pozyskania organicznych paliw kopalnych.

Warunkiem rozwoju reaktorów prędkich (FBR – Fast Breeder Reactors) jest opanowanie ich bezpiecznej konstrukcji. W tym zakresie największe doświadczenia ma Rosja, Francja i Japonia. Analiza rozmaitych scenariuszy rozwoju jądrowego wytwarzania energii wykazuje [7] największe prawdopodobieństwo scenariusza z szybkim wzrostem EJ z FBR po 2030 r. (rys. 4), który zapewnia najwyższe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, najniższe koszty wytwarzania przy spełnieniu wymogów bezpieczeństwa ekologicznego.



Rys. 4. Przewidywana struktura rozwoju mocy EJ w GW w XXI wieku w skali globalnej [7] (LWR reaktory lekkowodne kolejnych generacji, FR – reaktory prędkie powielające).

Wielkie nadzieje w skali globalnej pokłada się w rozwoju przyszłościowej generacji technologii jądrowych wytwarzania energii, a mianowicie ***reaktorów wykorzystujących zjawisko fuzji jąder pierwiastków lekkich***. Wiele krajów uczestniczy w projekcie ITER, którego celem jest zbudowanie eksperymentalnej jednostki wytwórczej energii elektrycznej i przygotowanie budowy konstrukcji pilotowej a następnie komercyjnej. Projekt realizowane jest w tej fazie w Cadarache (Francja), gdzie prowadzone są eksperymentalne prace nad opanowaniem przede wszystkim stabilnej plazmy w temperaturach umożliwiających zapoczątkowanie i utrzymywanie reakcji termojądrowej oraz

opracowanie i przetestowanie materiałów konstrukcyjnych wytrzymujących takie warunki. Uczestnikami badań są uczeni i inżynierowie z krajów Unii Europejskiej, reprezentowanej przez EUROATOM, Japonii, Chin, Indii, Korei, Rosji i USA. Ostrożnie przewiduje się, że komercyjna postać takiego reaktora powstanie pod koniec XXI wieku.

Pozostają jednak jeszcze do rozwiązania niektóre problemy energetyki jądrowej. Należą do nich zagadnienia bezpiecznego składowania paliwa wypalonego, odpadów wysoko aktywnych oraz obrony przed atakami terrorystycznymi, a także nieproliferacji materiałów jądrowych. Nie są to jednak problemy, które mogą na dłuższą metę powodować negatywne nastawienie do tej technologii, ponieważ trudność tych zagadnień jest często wyolbrzymiana.

ZAMIERZENIA ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W NIEKTÓRYCH KRAJACH

Od kilku lat rozpoczęły się w wielu krajach przygotowania do rewitalizacji energetyki jądrowej lub zintensyfikowania jej rozwoju. Znacząca zmiana polityki w odniesieniu do energetyki jądrowej ma miejsce w **USA**, gdzie w 2002 r. ogłoszono i podjęto realizację programu *Nuclear Power 2010*. Dla pierwszych EJ o sumarycznej mocy 6000 MW przewidziano tzw. kredyt podatkowy w wysokości 1.8 USc/kWh na okres 8 lat i gwarancje rządowe dla kredytów inwestycyjnych do 80 %. Oprócz tego państwo będzie pokrywać okazywać pomoc publiczną na pokrycie ewentualnego wzrostu kosztów wynikających z przedłużenia planowanych okresów budowy. Niezależnie będą obowiązywać uproszczone procedury uzyskiwania licencji na przedłużenie eksploatacji istniejących EJ.

We **Francji** firma Electricite de France rozpoczęła budowę EJ Flamanville z reaktorem wodnym ciśnieniowym o nazwie EPR (European Pressurized Reactor) w oparciu o dostawy firmy Areva. Uruchomienie pierwszego bloku objętego nowym programem przewiduje się w 2012 r.

Chiny planują do roku 2020 wzrost łącznej mocy zainstalowanej elektrowni jądrowych z 6,6 GW obecnie do 36 – 40 GW. Planuje się rozwój energetyki jądrowej w oparciu o reaktory wodne i ciężkowodne typu Candu z szerokim zastosowaniem standaryzacji produkcji urządzeń, co przy długich seriach produkcji reaktorów energetycznych może znacznie obniżyć koszty jednostkowe.

W **Rosji p**lanuje się w okresie do roku 2020 wzrost łącznej mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych o 18 – 23 GW. w oparciu o sprawdzone w eksploatacji reaktory WWER 1000 z perspektywą zwiększenia ich mocy do 1500 MW. Będą również rozwijane technologie reaktorów prędkich w oparciu o opanowany eksploatacyjnie typ reaktora BN 600. Rosja deklaruje przyjmowanie paliwa wypalonego z reaktorów termicznych bądź to na przerób bądź na długotrwałe przechowywanie w suchych przechowalnikach.

W **Indiach** zamierza się zwiększyć moc zainstalowaną w elektrowniach jądrowych z 2,5 GW do 27,5 GW. Przewiduje się kontynuowanie budowy rozwiniętych w Indiach termicznych reaktorów ciśnieniowych z uranem naturalnym, chłodzonych i moderowanych ciężką wodą oraz budowę reaktorów prędkich o mocy 500 MW. Pierwszy obiekt tego typu rozpoczął pracę w październiku 2004 roku. W przyszłości zamierza się włączyć do cyklu paliwowego wykorzystywanie toru, którego bogate zasoby geologiczne występują w Indiach w pokładach piasków monocytowych. W ten sposób Indie chcą zaspokoić potrzeby swego całego programu jądrowego, z ominięciem procesu wzbogacania uranu naturalnego.

Moc zainstalowana EJ w **Korei Południowej** wynosi obecnie 16,8 GW. Dostarczają one 40% energii elektrycznej. Do roku 2015 zamierza się oddać do użytku 6 nowych bloków o mocy jednostkowej 1000 MW oraz dwa bloki nowszej generacji o mocy jednostkowej 1400 MW.

W **Republice Południowej Afryki** na uwagę zasługuje intensywny program badawczo-rozwojowy realizowany w szerokiej współpracy międzynarodowej zmierzający do opanowania technologii elektrowni jądrowej z reaktorem wysokotemperaturowym z paliwem kulowym w łożu usypanym, chłodzonym helem, w EJ budowanej w modułach o mocy jednostkowej około 120 MW. Planuje się uruchomienie obiektu demonstracyjnego około roku 2010.

Na **Węgrzech b**adania wskazały na możliwość przedłużenia bezpiecznej eksploatacji istniejących czterech bloków w EJ Paks o 20 lat, a parlament zatwierdził projekt budowy piątego bloku w tej elektrowni.

Na **Słowacji** rząd podjął decyzje o budowie bloków jądrowych Mochowce 3 i 4.

W **Rumunii** kończy się budowę drugiego bloku EJ Cernavoda. Obydwa bloki będą miały 18% udział w produkcji energii elektrycznej kraju. W roku 2004 rozpoczęto negocjacje z grupą potencjalnych inwestorów w sprawie dokończenia budowy trzeciego bloku.

Po zakończeniu dwuletnich prac studialnych rząd **Bułgarii** wyraził zgodę na wznowienie budowy bloku WWER 1000 w EJ Belene. Przewiduje się zakończenie budowy w roku 2011.

W roku 2004 rząd **Czech** przewiduje znaczny udział energetyki jądrowej w bilansie energetycznym kraju.

Narodowa strategia energetyczna **Litwy** zakłada, że zostanie ona krajem wykorzystującym paliwo jądrowe do produkcji energii elektrycznej mimo zamknięcia EJ z reaktorem RBMK (typu Czarnobylskiego) w Ignalinie. Trwają uzgodnienia dotyczące współpracy Polski, Łotwy i Estonii w budowie nowej EJ Ignalina.

POTRZEBA ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

Zmieniające się warunki zaopatrzenia w energię w skali globalnej zmuszają do nowego spojrzenia na problemy zaopatrzenia Polski w energię elektryczną, zwłaszcza w świetle nowych wymagań ekologicznych Unii Europejskiej. Szczególnie istotne są wymagania przedstawione w Pakiecie Energetycznym „3 x 20" oraz w Pakiecie Energetyczno-Klimatycznym.

Zgodnie z zapisami pakietu „3 x 20", do 2020 roku Unia Europejska zamierza zredukować emisję gazów cieplarnianych o co najmniej 20 % w odniesieniu do poziomu z 1990 r., osiągnąć 20 % udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii oraz co najmniej 10 % udziału biopaliw w całkowitym ich zużyciu w transporcie a także zmniejszyć zużycie energii o 20 % w stosunku do dotychczasowych prognoz.

Pakiet Energetyczno-Klimatyczny obejmuje wydane w kwietniu 2009 r. dyrektywy zwiększające skuteczność ograniczania emisji gazów cieplarnianych w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji tych gazów (ETS). Ustanawiają one jednolity dla UE pułap emisji gazów cieplarnianych i jednolite tempo jego zmniejszania (1.74 % rocznie do roku 2020, aby wypełnić cel pakietu „3x20"). Dla obiektów energetycznych oznacza to zmianę funkcjonującego systemu przydziałów krajom członkowskim bezpłatnych kwot emisji gazów cieplarnianych i wprowadzenie od 2013 r. obowiązku nabywania na aukcjach całości uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (GHG - green house gases), głównie CO_2.

Polska, ze względu na dominujący udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła sieciowego (ponad 95 %), uzyskała pewne derogacje w wypełnianiu tego obowiązku, ale z warunkami, które będą bardzo trudne do spełnienia. Przede wszystkim chodzi o podjęcie inwestycji

ekologicznych o wartości co najmniej równej wartości zmniejszenia kosztów wytwarzania energii w wyniku zastosowania derogacji.

Wobec perspektywy intensywnego obniżania pułapu dozwolonej w UE emisji należy przewidywać duże zapotrzebowanie na uprawnienia i w związku z tym ich wysoką cenę, co szczególnie dla Polski stanowić będzie ogromne wyzwanie wobec istniejącej węglowej struktury nośników energii. ***Przewiduje się, że ceny tych uprawnień mogą wzrosnąć do poziomu 60 €'07/tCO$_2$***. Może to doprowadzić do podwyższenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach węglowych o ok. 54 €/MWh, czyli prawie dwukrotnie w stosunku do obecnego poziomu. Ten poziom cen uprawnień ma wymusić zredukowanie udziału węgla do produkcji energii elektrycznej lub budowę źródeł węglowych z instalacjami sekwestracji CO_2 (wychwytu i składowania). ***Nowe wymagania ekologiczne stanowią ogromne wyzwanie dla polskiej energetyki graniczące z poważnym zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju, jeśli nie będą podjęte stosowne działania na szczeblu państwa, w tym stworzenie warunków do radykalnej zmiany struktury źródeł energii elektrycznej.***

Obok względów ekologicznych, o potrzebie zmiany struktury źródeł energii elektrycznej w Polsce, świadczą również inne przesłanki, o charakterze globalnym i specyficznym dla naszego kraju. Do najważniejszych o charakterze globalnym należy zaliczyć opisane wyżej ***zmniejszające się zasoby globalne ropy i gazu ziemnego w złożach konwencjonalnych, i obserwowany już obecnie duży wzrost ich cen na rynku światowym oraz tendencje upolityczniania dostaw tych surowców***. Wprawdzie zasoby węgla są jeszcze duże, lecz ich użytkowanie będzie coraz trudniejsze ze względu na wymogi ekologiczne.

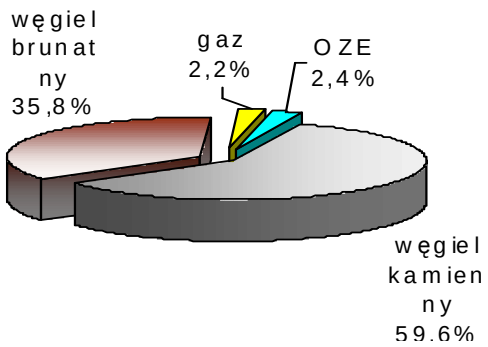
Do czynników specyficznych dla Polski należy zaliczyć przede wszystkim:

- wysokie zużycie energii pierwotnej i elektrycznej na jednostkę PKB oraz niskie zużycie energii pierwotnej i elektrycznej na mieszkańca w porównaniu z krajami „starej" Unii Europejskiej (tabela 2), co świadczy wprawdzie o możliwościach zwiększenia efektywności energetycznej naszej gospodarki, lecz jednocześnie o konieczności wzrostu zużycia energii finalnej, w tym zwłaszcza elektrycznej, jeśli Polska ma się rozwijać gospodarczo;
- absolutną dominację węgla (kamiennego i brunatnego) w produkcji energii elektrycznej i ciepła scentralizowanego, która, obok zagrożenia ekologicznego ze względu na emisję CO_2, stanowi zagrożenie bezpieczeństwa dostaw tej energii, wynikające z braku dywersyfikacji paliw (rys. 5);
- ograniczone zasoby operatywne rodzimego węgla kamiennego**,** których wystarczalność przy obecnym poziomie zużycia ocenia się na ok. 27 lat a zwiększenie możliwości wydobycia wymagać będzie ogromnych nakładów inwestycyjnych na nowe kopalnie[2];
- ograniczony potencjał energii odnawialnej oraz ograniczone możliwe tempo jego wykorzystania, co powoduje, że w okresie do 2030 r. możemy liczyć maksymalnie na 22.5 TWh ze źródeł odnawialnych energii elektrycznej.

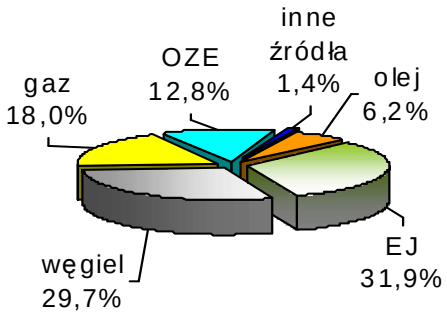
Tabela 2. Wskaźniki zużycia energii dla Polski i UE15 w 2004 r.

Wskaźnik	Polska	UE15
Zużycie energii pierwotnej na jednostkę PKB w kgoe/$'00	0.48	0.18
Zużycie energii elektrycznej na jednostkę PKB w kWh/$,00	0.7	0.31
Zużycie energii pierwotnej na mieszkańca w toe	2.40	4.01
Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w MWh	3.42	5.93

[2] Wg ocen Państwowego Instytutu Geologicznego z 2005 r. wystarczalność krajowych zasobów operatywnych, będących w eksploatacji i w budowie, wynosi ok. 27 lat, a wystarczalność całkowitych zasobów operatywnych ok. 40 lat (w tym przypadku niezbędna jest budowa całkowicie nowych poziomów wydobywczych).



POLSKA

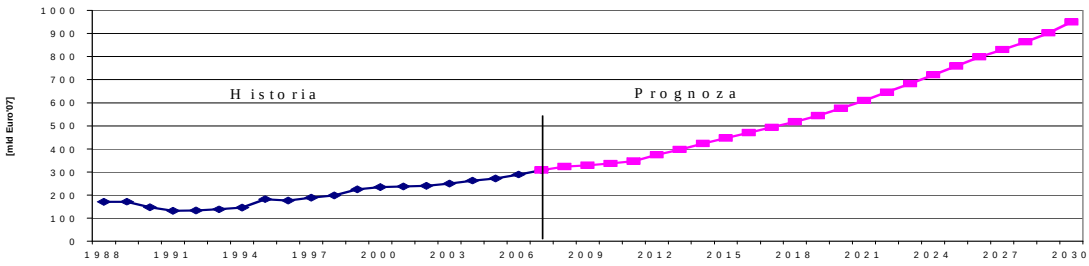


UE 15

Rys. 5. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej Polsce i UE 15 w 2005 r.

PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA I OPTYMALNEJ STRUKTURY ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA POLSKI

W celu określenia zapotrzebowania na energię finalną, w tym energię elektryczną, przyjęto projekcję rozwoju gospodarczego do 2030 r. opracowaną przez Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową w 2007 r., do której wprowadzono korektę, wynikającą z obecnego kryzysu finansowego i przewidywanego spowolnienia gospodarki w najbliższych latach (rys. 6).



Rys. 6. Prognoza makroekonomiczna – PKB.

W wyniku obliczeń modelowych określono prognozę wzrostu zużycia energii finalnej w horyzoncie prognozy (tab. 3). W odniesieniu do roku bazowego 2006 wzrost ten wyniesie ok. 29%, przy czym największy wzrost przewidywany jest w sektorze usług ok. 90% i w transporcie ok. 64%. W sektorze przemysłu ten wzrost wyniesie ok. 15% w gospodarstwach domowych tylko o 4%, natomiast w rolnictwie nastąpi spadek o ok. 4,5%. Tendencje te są zgodne z cywilizacyjnymi zmianami struktury zużycia energii finalnej.

Tabela 3. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na sektory gospodarki [Mtoe].

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	21	18	19	21	23	24
Transport	14	16	17	19	21	23
Rolnictwo	4	5	5	5	5	4
Usługi	7	7	8	9	11	13
Gospodarstwa domowe	19	19	19	19	20	20
RAZEM	66	64	67	73	79	84

Przewiduje się wzrost finalnego zużycia energii elektrycznej o 55%, gazu o 29%, ciepła sieciowego o 50%, produktów naftowych o 27%, energii odnawialnej bezpośredniego zużycia o 60% (Tabela 4).

Tabela 4. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na nośniki [Mtoe].

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel zużywany bezpośrednio	12	11	10	10	10	11
Produkty naftowe	22	22	23	24	26	28
Gaz ziemny	10	10	10	11	12	13
Energia odnawialna zużywana bezpośrednio	4	5	5	6	6	7
Energia elektryczna	10	9	10	11	13	15
Ciepło sieciowe	7	7	8	9	10	11
Pozostałe paliwa, w tym odpady	1	1	1	1	1	1
RAZEM	66	64	67	73	79	84

W prognozie przewiduje się wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu ok. 111 TWh w 2006 r. do ok. 172 TWh w 2030 r., tzn. o ok. 55%, co jest spowodowane przewidywanym wykorzystaniem istniejących jeszcze rezerw transformacji rynkowej i działań

efektywnościowych w gospodarce. Zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie z poziomu 23,5 MW w 2006 r. do ok. 34,5 MW w 2030 r.

W prognozie struktury pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną założono, że w krajowej elektroenergetyce będą odtwarzane jednostki wytwórcze energii elektrycznej, wycofywane z eksploatacji ze względu na przekroczenie ich ekonomicznej żywotności lub z powodów ekologicznych. Nowe moce będą budowane w celu zrównoważenia krajowego popytu i utrzymania niezbędnych rezerw mocy przy zachowaniu zasady minimalizacji zdyskontowanych kosztów wytwarzania, którą kierują się potencjalni inwestorzy na rynku.

Przyjęto, zgodnie z decyzją rządu z 13 stycznia 2009 r., że będzie przygotowywana infrastruktura dla energetyki jądrowej i zapewnieni się dogodne warunki potencjalnym inwestorom do wybudowania i uruchomienia pierwszej elektrowni jądrowej w 2020 r. Dla potrzeb prognozy uwzględniono wymaganie UE, sformułowane w dyrektywie 2005/89/WE, aby kraje członkowskie zapewniły w perspektywie długofalowej poziom rezerw mocy wytwórczych i przesyłowych w systemie, odpowiedni do aktualnego i prognozowanego zapotrzebowania. Wymaganie to oznacza, że w perspektywie długofalowej bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej nie może być uzależnione od importu energii elektrycznej.

Uwzględniono istotne dla prognozy cele polityki energetycznej w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej, w tym wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii w bilansie energii finalnej do 15% w roku 2020, 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych oraz utrzymanie tego poziomu w latach następnych. Założono, że istotnym kierunkiem działań w celu promocji rozwoju energetyki odnawialnej będzie utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych poprzez system świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów).

W prognozie uwzględniono główny cel polityki energetycznej w obszarze racjonalizacji poziomu cen energii, jakim jest zapewnienie sprawnego funkcjonowania rynków paliw poprzez rozwój mechanizmów konkurencji i regulacji rynku paliw i energii w sposób zapewniający równoważenie interesów wszystkich uczestników tego rynku.

W obszarze ochrony środowiska w prognozie założono pełną realizację modernizacji technicznej i ekologicznej urządzeń wytwórczych energetyki zawodowej i przemysłowej dla dotrzymania przepisów w zakresie emisji pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu Uwzględniono okresy przejściowe uzyskane w wyniku negocjacji z Unią Europejską, zawarte w Traktacie Akcesyjnym oraz pułapy emisji dla wszystkich źródeł objętych Dyrektywą LCP.

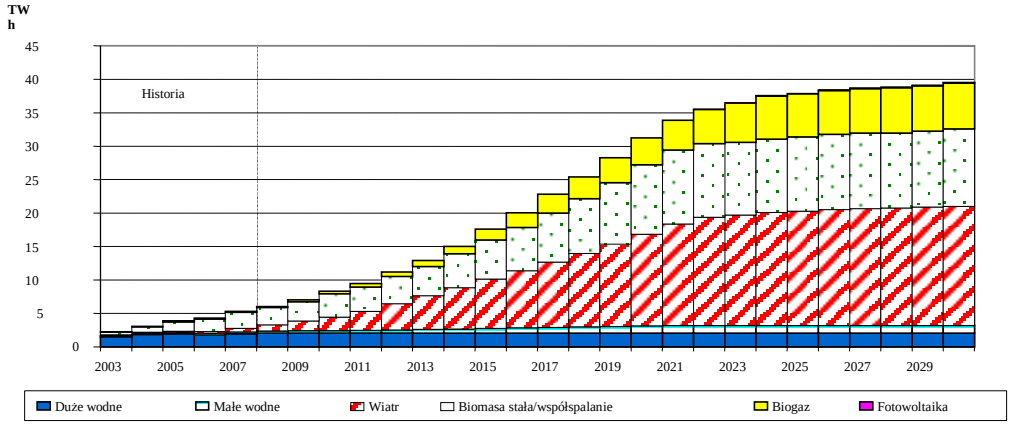
W odniesieniu do emisji CO_2 dla obiektów energetycznych objętych systemem ETS w okresie do 2012 r. przewidziano przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO_2 w zakresie określonym decyzją Komisji Europejskiej z dnia 26 marca 2007 r. i stosownym rozporządzeniem Rady Ministrów. W tym okresie przewidziano zakup brakujących uprawnień na rynku ETS po prognozowanej cenie w wysokości 25 €/tCO_2.

Dla okresu po 2013 r. - zgodnie z dyrektywami objętymi pakietem klimatyczno-energetycznym założono, że:

- dla źródeł energii elektrycznej istniejących i których budowę rozpoczęto przed końcem 2008 r., wystąpi stopniowo zwiększający się obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO_2 na aukcjach od poziomu 30% w 2013 r. do 100% w 2020 r.;
- elektroenergetyka spełni warunki niezbędne do uzyskania zgody Komisji Europejskiej na odstępstwo od pełnego obowiązku zakupu uprawnień dla istniejących i budowanych źródeł realizując przedsięwzięcia zmniejszające emisję CO_2 o kosztach porównywalnych do wartości uprawnień, na które uzyskano derogacje;

- dla nowych źródeł energii elektrycznej wystąpi obowiązek zakupu uprawnień na 100% emisji CO_2;

Założono, że po 2012 r. ceny uprawnień do emisji CO_2 na aukcjach będą się kształtować na poziomie ok. 60 €/tCO_2. Alternatywnie w analizie wrażliwości założono ceny uprawnień w wysokości 40 €/tCO_2.



Rys. 7. Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej w OZE.

W prognozie rozwoju wytwarzania energii w odnawialnych źródłach energii (OZE) dominującymi są energetyka wiatrowa i źródła spalające biomasę stałą oraz biogaz. Duży udział elektrowni wiatrowych w wytwarzaniu energii elektrycznej (rys. 7) może powodować problemy w systemie elektroenergetycznym. Ich opanowanie będzie zależeć od zapewnienia stosownej rezerwy mocy w źródłach szczytowych lub rozwoju pojemności akumulacyjnych energii.

Ograniczenia potencjału energii odnawialnej i stosunkowo wysokie koszty wytwarzania energii w OZE czynią nierealnym osiągnięciu 20% udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej w 2030 r., co zakłada się w projekcie polityki energetycznej.

Przy przyjętych założeniach krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto wzrośnie z poziomu ok. 151 TWh w 2006 r. do ok. 217 TWh w 2030 r. (tab. 6) Struktura paliw do produkcji energii elektrycznej w 2030 r. będzie bardziej zdywersyfikowana niż obecna (rys. 8), aczkolwiek udział energetyki jądrowej będzie jeszcze niewielki ze względu na naturalne ograniczenia tempa rozwoju tej technologii w Polsce.

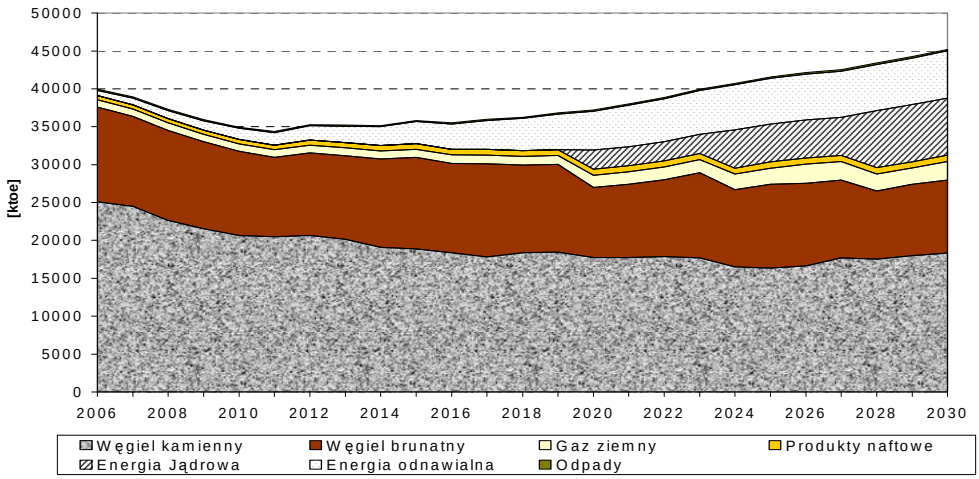
W prognozowanej strukturze koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrosną istotnie ze względu na wejście w życie obowiązków zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych i wypełnienie unijnego obowiązku dotyczącego rozwoju znacznie droższej energii z OZE. Spowoduje to odpowiedni wzrost cen energii na rynku (rys. 9). Przy założonej cenie uprawnień na poziomie 60 €'07/tCO_2, należy się liczyć ze wzrostem cen dla przemysłu do ok. 470 zł'07/MWh w 2020 r. W przypadku gospodarstw domowych do ok. 605 zł'07/MWh Po roku 2021 ceny energii elektrycznej będą się utrzymywać na osiągniętym poziomie lub lekko spadać dzięki wdrożeniu energetyki jądrowej.

Tabela 5. Prognozowana produkcja energii elektrycznej wg rodzaju źródeł [TWh].

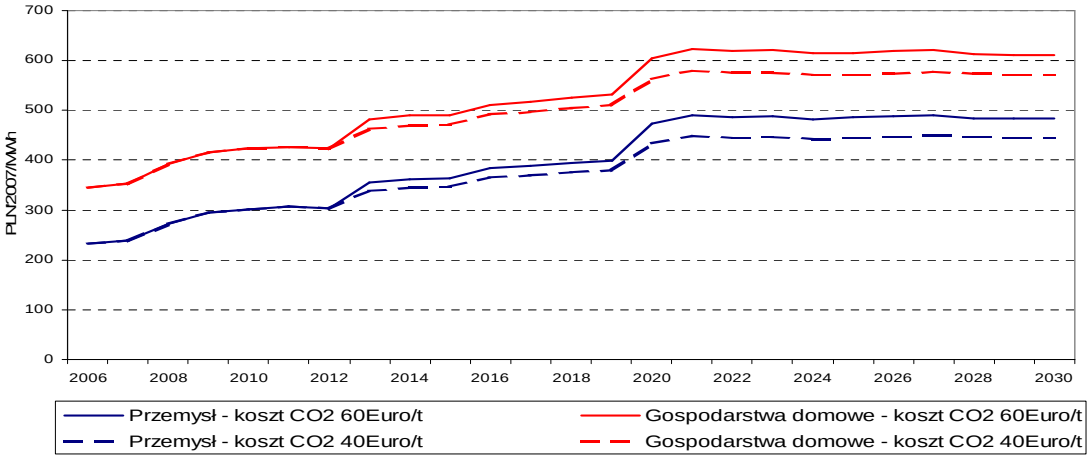
	2006	2010	2015	2020	2025	2030
El. Zawodowe - węgiel kamienny	65	48	42	43	37	49
El. Zawodowe - węgiel brunatny	50	45	51	40	49	42
El. Zawodowe - gaz	0	0	0	3	5	6
El. Jądrowe	0	0	0	11	21	32
El. Wodne	3	3	3	3	3	3
Ec. Zawodowe - węgiel kamienny	18	19	21	22	22	22
Ec. Zawodowe - gaz	4	4	4	5	5	6
Odnawialne (bez wody)	1	3	11	22	29	31
Ec. Przemysłowe	7	7	8	9	9	9
Lokalne - gaz	0	0	0	0	1	1
Potrzeby własne	14	12	13	13	14	16
Produkcja brutto	162	141	153	169	195	217
Export netto	11	0	0	0	0	0
Krajowe zapotrzebowanie brutto	151	141	153	169	195	217

Tabela 6. Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej w OZE [ktoe].

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Biomasa stała	159	299	503	892	953	995
Biogaz	14	31	141	345	556	593
Wiatr	22	174	632	1178	1470	1530
Woda	176	211	240	271	277	277
Fotowoltaika	-	-	-	0	1	2
Razem	371	715	1516	2687	3256	3396



Rys. 8. Prognozowana struktura zużycie paliw na produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.



Rys. 9. Prognoza cen energii elektrycznej dla krajowych odbiorców.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Wykonane dla Polski analizy wskazują, że nie uda się zapewnić ***długofalowo*** pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce ***w sposób racjonalny bez uruchomienia elektrowni jądrowych.*** Decydującym argumentem za rozwojem energetyki jądrowej są, obok wzrastających cen organicznych paliw kopalnych, zaostrzające się wymagania ekologiczne Unii Europejskiej dotyczące ograniczeń poziomu emisji CO_2.

Zgodnie z Uchwałą Rządu z 13 stycznia 2009 r. pierwsza moc jądrowa pojawia się w roku 2020. Do 2030 r. powinny pracować trzy bloki jądrowe o sumarycznej mocy netto 4500 MW. Należy wyraźnie podkreślić, że efekt stabilizacji cen energii elektrycznej lub ich obniżenie będzie zależeć od tempa rozwoju EJ.

Niepodjęcie budowy EJ w najbliższym okresie spowoduje późniejsze ich oddanie do eksploatacji i wywoła po 2020 r. nieodzowność szybkiej budowy źródeł gazowych o wysokich kosztach produkcji energii elektrycznej, które mogą zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu Polski.

Literatura

[1] Energetyka jądrowa – perspektywy rozwoju w Polsce, PTN, 2009

[2] H.H. Rogner, A. McDonald (International Atomic Energy Agency (IAEA)): *Nuclear Energy – Status and Outlook*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007

[3] World Energy Outlook 2006, International Energy Agency

[4] BP Statistical Review of Word Energy, 2006

[5] National Technical University of Athens, Draft Energy Forecast for European Union until 2030, European Commission, 2009

[6] A. Strupczewski, U. Radović: *Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce*, Biuletyn Miesięczny PSE nr 1, 2006

[7] E. Adamov, E. Muraviev, V. Orlov, N.A. Dollezhal (Research and Design Institute of Power Engineering, Russia): *Vision of Nuclear Power Options for XXI Century*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007

[8] Yasuro Suzuki, Ryosuke Yoshii: *Current Status and Future Outlook of Nuclear Power Generation in Japan*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007

[9] B. Spears, J. Hay (France): *The ITER project — the road to fusion power*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007

[10] Stan i tendencje rozwojowe energetyki jądrowej na świecie w latach 2003-2006, publikacja Państwowej Agencji Atomistyki, grudzień 2007

PORÓWNANIE WPŁYWU NA ZDROWIE CZŁOWIEKA I ŚRODOWISKO NATURALNE RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII – WYNIKI BADAŃ W PROGRAMIE EXTERNE

Uroš Radović
Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa

1. WSTĘP

Wytwarzanie energii elektrycznej związane jest z szeregiem ujemnych oddziaływań na środowisko naturalnie, wśród których do najważniejszych można zaliczyć: zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego, wód powierzchniowych i gleby oraz globalne zmiany klimatu. Koszty wywoływanych w ten sposób szkód zwykle nie są odpowiednio odzwierciedlane w rynkowej cenie energii i określane są mianem „kosztów zewnętrznych". Wiedza o wielkości kosztów zewnętrznych jest podstawą do zinternalizowania je, czyli obciążenia nimi sprawców. Zwiększa ona świadomość o potencjalnym ujemnym oddziaływaniu wszystkich technologii, ułatwia wybór priorytetów odnośnie sposobu działania zapobiegawczego i ocenę ewentualnych korzyści z tego wynikających. Skwantyfikowanie kosztów zewnętrznych odgrywa szczególnie ważną rolę w procesu wyboru przyszłych technologii energetycznych oraz jest pomocne przy ustalaniu polityki fiskalnej, na prz. rodzajów i wielkości podatków ekologicznych. Ponadto, koszty zewnętrzne powinny być brane pod uwagę przy określaniu polityki ekologicznej i energetycznej państwa oraz w procesie decyzyjnym, jeśli celem jest optymalne wykorzystywanie zasobów oraz zapewnienie największych korzyści dla społeczeństwa.

Pomimo, iż efekty zewnętrzne produkcji energii są przedmiotem wieloletnich intensywnych badań, obliczenie ich pieniężnej wartości jest sprawą ciągle kontrowersyjną. Obecnie za najbardziej zaawansowaną i autorytatywną metodykę do szacowania kosztów zewnętrznych uznaje się metodykę „ścieżki oddziaływań" rozwiniętą w ramach kolejnych faz projektu Komisji Europejskiej ExternE[1] i jego sukcesorach [NewExt[2], ExternE-Pol[3], NEEDS[4] i CASES[5]]. Stosując rozwinięty i udoskonalony w kolejnych fazach projektu pakiet programów komputerowych EcoSense do wyceny szkód zdrowotnych i środowiskowych występujących przy produkcji energii elektrycznej, studium ExternE zapewnia jednolite podejście, i w efekcie porównywalność wyników różnych analiz. Metodyka ta już została wielokrotne wykorzystana w tzw. analizach kosztów i korzyści popierających podejmowanie decyzji, kilku propozycjach dyrektyw Komisji Europejskiej w sprawie jakości powietrza atmosferycznego, przyjęcia pułapów emisji zanieczyszczeń dla krajów członkowskich UE, protokołu UN/ECE z Gothenbourga oraz w podobnych przedsięwzięciach w niektórych krajach członkowskich. Metodologia jest ciągle doskonalona, a obszar jej zastosowań jest poszerzany[6].

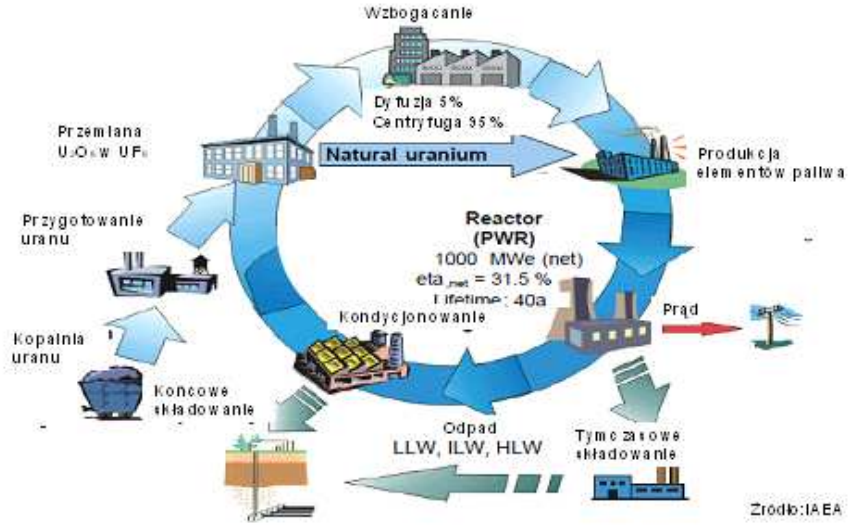
Poniżej przedstawiono krótkie podsumowanie metodyki ExternE oraz najnowszych wyników, w szczególności dotyczących obecnych oraz przyszłych kosztów zewnętrznych wytwarzania energii

[1] External costs of Energy
[2] New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies
[3] Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications
[4] New Energy Externalities Developments for Sustainability
[5] Cost Assessment of Sustainable Energy Systems
[6] Wszystkie wyniki, w szczególności raporty w ramach każdego projektu są dostępne na oficjalnej stronnie internetowej ExternE: **www.externe.info**

elektrycznej w Polsce. Wyniki te posłużyły do porównania konkurencyjności przyszłych alternatywnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, przyjmując jako kryterium do porównania społeczne (prywatne + zewnętrzne) koszty wytwarzania energii elektrycznej.

2. METODYKA EXTERNE

Prawidłowo i pełne określenie kosztów zewnętrznych technologii energetycznej wymaga analizy cyklu całego życia i systemu wytwarzania. W przypadku technologii wytwarzania energii elektrycznej skutki zewnętrzne mogą występować w wielu fazach cyklu paliwowego. W przypadku cyklu paliwa jądrowego, na przykład, może to nastąpić w każdej z ośmiu faz (Rys.1): górnictwie uranowym i przerobu rudy, konwersji i wzbogacaniu uranu, fabrykacji paliwa, wytwarzaniu energii elektrycznej, składowaniu odpadów nisko (LLW) i średnio (ILW) promieniotwórczych oraz przerób paliwa wypalonego i składowanie wysoko promieniotwórczych odpadów (HLW) lub finalnego składowania zużytego paliwa. Ponadto, uwzględnić należy transport materiałów radioaktywnych i odpadów pomiędzy różnymi fazami cyklu, jak również budowę infrastruktury i elektrowni oraz jej zamknięcie. Z drugiej strony, w przypadku elektrowni wiatrowej lub wodnej uwzględnienie procesu „dostarczania paliwa" nie jest stosowne i analiza obejmuje tylko fazę budowy i eksploatacji elektrowni.



Rys. 1. Cykl energetyczny dla paliwa jądrowego.

Istnieje bardzo wiele różnego rodzaju zanieczyszczeń emitowanych w różnych fazach poszczególnych cykli paliwowych charakteryzujących się różnymi skutkami na zdrowie ludzi i środowisko naturalne. Niektóre działają bezpośrednio ponieważ są toksyczne, inne dlatego że biorą udział w reakcjach chemicznym których następstwem są szkodliwe związki chemiczne. Niektóre zanieczyszczenia lub ich kombinacja naruszają naturalną równowagę związków kwaśnych i azotu w środowisku, co może doprowadzić do zanikania różnorodności gatunków na niektórych obszarach wrażliwych. Inne natomiast, mogą przyczynić się do zmiany warunków globalnych, i potencjalnie doprowadzić do poważnych zmian klimatu i poziomu mórz. Najważniejsze substancje oraz ich skutki

uwzględnione w metodyce ExternE podsumowano w Tabeli 1. Wśród przedstawionych w tabeli skutków dominująca rolę odgrywają efekty zdrowotne oraz ocieplenia klimatu.

Tabela 1. Szkodliwe substancje związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz ich skutki uwzględnione w projekcie ExternE.

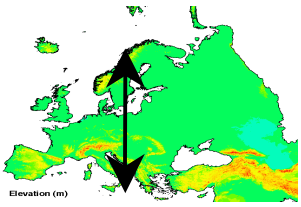
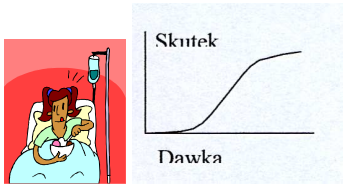
Zanieczyszczenie	Skutki
Dwutlenek siarki - SO_2 Bezpośrednio emitowany w procesie spalania paliw, w reakcjach w atmosferze tworzy kwas siarkowy, aerozole siarczanów oraz razem z NO_x cząsteczki kwaśne.	Skutki zdrowotne wywołane pośrednio poprzez aerozole siarczanów (patrz: Drobne pyły). Obniżenie wydajności upraw rolniczych. Erozja, utrata koloru itp. materiałów budowlanych (cynk, stal ocynkowana, kamień wapienny, farba itp.). Zakwaszenie gleb i wód.
Tlenki azotu – NO_x Rodzina związków chemicznych, w tym tlenków i dwutlenków azotu. Bezpośrednio emitowane w procesie spalania, w atmosferze tworzą kwasy azotowe, aerozole azotanów oraz w dniach słonecznych smog ozonowy.	Skutki zdrowotne wywołane pośrednio poprzez aerozole azotanów (patrz: Drobne pyły). Zakwaszenie gleb i wód oraz eutrofizacja wód powierzchniowych.
Drobne pyły – $PM_{2.5}$, PM_{10} (o średnicy < 2.5 (10) μm) Pierwotne - bezpośrednio emitowane w procesie spalania paliw węglowodorowych oraz wtórne – aerozole azotanów i siarczanów powstających w atmosferze w wyniku reakcji chemicznych SO_2 i NO_x	Wzrost umieralności (zgony nagłe oraz zgony przedwczesne w wyniku przewlekłego narażenia na wdychanie zanieczyszczeń). Wzrost zachorowalności (choroby układu oddychania i krążenia, ataki astmy, bronchit przewlekli, kaszel, obniżenie zdolności płuc, dni ograniczonej aktywności, itd.)
Niemetanowe lotne związki organiczne – NMVOC Bardzo duża grupa związków organicznych, mających wybitną rolę w procesie powstania smogu ozonowego (fotochemicznego)	Obniżenie oczekiwanej długości życia w wyniku narażenia krótko i długookresowego. Ryzyko nowotworu (bez skutku fatalnego), osteoporoza, dysfunkcja nerek, zaburzenia układu nerwowego.
Ozon – O_3 Powstaje w atmosferze w reakcjach NO_x i innych zanieczyszczeń, w tym NMVOC, w obecności światła słonecznego	Wzrost umieralności i zachorowalności (układ oddychania, podrażnienie oczu, dni obniżonej aktywności itd.). Obniżenie wydajności upraw rolniczych (zborze, ziemniaki, ryż, ziarno słonecznika...)
Metale ciężkie – Hg, As, Cd, Ni, Pb ... Naturalne składniki węgla, emitowane w procesie spalania.	Toksyczność i rakotwórczość.
Pierwiastki promieniotwórcze Ryzyko promieniowania występuje w całym łańcuchu obiegu paliwa jądrowego jak również z migracji pierwiastków radioaktywnych zawartych w węglu w trakcie procesu jego wykorzystania.	Nowotwory (uleczalne i nieuleczalne), wady dziedziczne.
Gazy cieplarniane – CO_2, N_2O, CH_4, … Bezpośredni produkt spalania paliw węglowodorowych.	Oddziaływanie w skali globalnej na umieralność i zachorowalność ludzi, uprawy rolnicze, ekosystemy, zapotrzebowanie na energię, gospodarkę itd. w wyniku zmiany temperatury oraz wzrostu poziomu mórz i oceanów.

Źródło: ExternE1995

2.1. Metoda ścieżki oddziaływań

Metodyka ExternE określa koszty zewnętrzne stosując podejście „ścieżki oddziaływań", innymi słowy analizując serię zdarzeń łączących każdą z rozpatrywanych aktywności (np. emisji SO_2) z jej „skutkami" (oddziaływaniem na zdrowie ludzi, rośliny, dobra materialne itp.) we wszystkich lokalizacjach dotkniętych tymi skutkami a następnie określając wartość pieniężną tychże skutków. Główne kroki procedury przedstawiono w Tabeli 2.

Tabela 2. Podstawowe kroki metody ścieżki oddziaływań

Kroki analizy		Narzędzia, dane
1. EMISJE		**Charakterystyki źródła** ⇨ *lokalizacja* ⇨ *technologie* ⇨ *parametry komina* ⇨ *emisyjności zanieczyszczeń*
1. ROZPRZESTRZENIENIE ZANIECZYSZCZEŃ		**Modele rozprzestrzenienia** Dane meteorologiczne ⇨ *rozprzestrzenienie lokalne* ⇨ *transport regionalny*
3. OSZACOWANIE SKUTKÓW		**Funkcje dawka-skutek (E-R) (lub stężenie-skutek)** Przestrzenny rozkład receptorów ⇨ *zdrowie ludzi* ⇨ *rośliny , materiały budowlane ekosystem*
4. PIENIĘŻNA WARTOŚĆ SZKÓD		**Analizy „Gotowości do zapłaty" – WTP, ceny rynkowe** ⇨ *koszt zewnętrzny*

Źródło: ExternE1995

W zasadzie szacowany jest koszt krańcowy, tzn. dodatkowy koszt zewnętrzny w wyniku wzrostu emisji rozpatrywanego zanieczyszczenia. Jest to konieczne, ponieważ powstawanie zanieczyszczeń wtórnych, jak np. aerozoli siarczanów i azotanów oraz ozonu, zależy miedzy innym od stężenia tła NO_x, SO_2, NH_3, NMVOC itd. W konsekwencji obliczane są dwa scenariusza, jeden podstawowy, drugi z zwiększoną (lub obniżoną) emisją.

W typowej konwencjonalnej elektrowni emisje kominowe transportowane są przez wiatr i rozpraszane w wyniku turbulencji atmosferycznych. Każda elektrownia zachowuje się trochę inaczej odnośnie emisji, biorąc pod uwagę rodzaj emitowanych zanieczyszczeń (który miedzy innym zależy od stosowanej technologii i składu chemicznego paliwa), wysokość komina oraz przeważające warunki meteorologiczne. Dalszy los emitowanego zanieczyszczenia zależy od jego natury chemicznej.

Będąc stabilnymi związkami gazy cieplarniane (CO_2, N_2O, CH_4) zostają na końcu, mniej czy więcej, równomiernie rozproszone w atmosferze ziemskiej.

Inne zanieczyszczenia pierwotne (emitowane z komina) mogą brać udział w powstawaniu zanieczyszczeń wtórnych (np. aerozolach azotanów i siarczanów, kwasu siarkowego, ozonu itp.). Poprzez grawitację lub opadając z deszczem i śniegiem zanieczyszczenia te trafiają na powierzchnie ziemi. Jednak, zanim to się stanie mogą zostać rozproszone setki czy tysiące kilometrów od źródła emisji, powodując ujemne skutki nie tylko w skali lokalnej, ale również w skali regionalnej. ExternE stosuje kombinację modeli lokalnych (model Gaussa - ISC, US-EPA) oraz bardziej złożonych regionalnych (model Lagrange'a - *Wind Trajectory Model*) do obliczenia wzrostu stężenia oraz depozycji zanieczyszczeń powietrza.

Kolejnym krokiem po obliczeniu wzrostu stężenia poszczególnych składowych zanieczyszczenia jest zastosowanie odpowiednich funkcji dawka-skutek lub stężenie-skutek (E-R) w celu oszacowania wielkości skutków. Funkcje E-R określane są na podstawie badań epidemiologicznych lub szpitalnych, badań laboratoryjnych oraz danych doświadczalnych.

Większość dotychczasowych badań dotyczy efektów zdrowotnych w wyniku krótkookresowego wzrostu stężenia zanieczyszczenia powietrza, natomiast tylko nieliczne poświęcone są bardziej istotnemu zagadnieniu, jakim jest wieloletnie (chroniczne) narażenie ludności na zwiększone stężenie zanieczyszczeń. W analizach ExternE efekty zwiększonej śmiertelności ludzi szacowane są jako przedwczesne zgony, wyrażone jako skumulowana redukcja oczekiwanej długości życia (YOLL - ilość utraconych lat życia) dla rozpatrywanej populacji. YOLL są określane z odpowiednich krzywych E-R biorąc pod uwagę rozkład wieku oraz prawdopodobieństwo długości życia rozpatrywanej populacji.

Ostatnim krokiem procedury jest analiza ekonomiczna lub oszacowanie pieniężnych wartości szkód. W niektórych przypadkach do określenia jednostkowych kosztów szkód stosowane są po prostu wartości rynkowe lub księgowe utraconych dóbr materialnych lub usług związanych z usuwaniem szkód (na prz. cena rynkowa plonów rolnych, koszty wymiany zniszczonych materiałów itp.). Niestety określenie pieniężnej wartości szkód środowiskowych i zdrowotnych pozostaje w dużym stopniu kwestią subiektywnej oceny, gdyż najczęściej nie istnieje cena rynkowa tych wartości. Dotychczas stosowano w tym celu różne metody, przy czym żadna z nich nie rozwiązuje tego problemu w zadowalający sposób. Najważniejsze i jednocześnie najbardziej kontrowersyjne w analizach kosztów zewnętrznych są koszty szkód związanych ze zdrowiem ludzi (wzrost zachorowalności/ umieralności). Koszty te określane są poprzez szacunek „gotowości do zapłaty" (WTP) za obniżenie ryzyka zdrowotnego lub „gotowości do zaakceptowania" (WTA) zapłaty za zwiększone ryzyko. W przypadku zachorowań uwzględniane są również koszty leczenia oraz stracone zarobki i produkcja. Dla oszacowania kosztów związanych ze zwiększoną umieralnością najważniejszym parametrem jest wskaźnik określany jako „wartość statystycznego życia", VSL[7] (value of statistical life), gdyż jest on podstawą do określenia wartości straconego statystycznego roku życia (value of lost year-VOLY).

W kolejnych raportach ExternE jako źródło największej niepewności w metodyce szacowania efektów zdrowotnych uznawane są funkcje E-R (reakcja receptorów na narażenie jest różna, a synergiczne oddziaływanie zanieczyszczeń może odgrywać dużą role na wielkość skutku), oraz metodologia określenia wartości WTP (Pierce (2001) zauważa, że, jeśli zanieczyszczenie powietrza jest częstszą przyczyną zgonu starszych osób, niż wypadki samochodowe, to czy WTP nie powinno być funkcją wieku?). Dlatego też, w różnych fazach projektu ExternE oraz jego sukcesorach, oprócz uwzględnienia nowych efektów (zakwaszenie i eutrofizacja gleb i wód, emisje metali ciężkich itd.) dużo wysiłku włożono w doskonalenie metodyki szacowania efektów zdrowotnych jako

[7] VSL (value of statistical life) nie należy mylić z wartością życia ludzkiego (kategoria moralna), gdyż VSL to tylko wskaźnik podsumowujący informację o gotowości ludzi do zapłaty za obniżenia ryzyka anonimowego zgonu: np. jeśli średnie WTP za obniżenie ryzyka 1 wypadku na 10,000 wynosi 100 Euro, wtedy VSL ma wartość 100/(1/10,000)= 1 mln. Euro.

najważniejszych (razem z efektami zmian klimatu tworzą ponad 95% ujętych kosztów zewnętrznych), w celu poprawy wiarygodności wyników. Dotyczy to przede wszystkim wyboru odpowiedniego zbioru funkcji E-R i ich wartości (dostosowanych do warunków europejskich, jeżeli były wynikiem badań amerykańskich) oraz określeniu wartości pieniężnej wzrostu umieralności.

W konsekwencji, w ramach projektu NewExt po pierwszy raz w projekcie ExternE określono wartość statystycznego życia VSL na podstawie własnych badań przeprowadzonych w trzech krajach europejskich (Anglii, Włoszech i Francji), przy użyciu ujednoliconego kwestionariusza przygotowanego na wzór stosowanych poprzednio w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie. W następstwie, uzyskano wartość VSL trzykrotnie mniejszą (1 mln €2000), niż poprzednio stosowaną. Wartość ta posłużyła, przy użyciu aparatu matematycznego, do określenia nowej wartości statystycznego roku życia VOLY (50 000 €2000), przed tym jednego z najbardziej niepewnych parametrów.

Kolejny istotny krok w kierunku zwiększenia wiarygodności szacowania pieniężnej wartości wzrostu śmiertelności podjęto w projekcie NEEDS (RS1b, work package 6). Nową wartość VOLY określono na podstawie badań ankietowych przeprowadzonych w 9 krajach europejskich, stosując specjalnie przygotowany do tego kwestionariusz. Podejście było innowacyjne, gdyż wartość pieniężna zmiany oczekiwanej długości życia określono po pierwszy raz bezpośrednio, a nie z wartości VSL. Bazując na wynikach tej ankiety oszacowana wartość VOLY dla krajów EU15+Szwajcaria wynosiła 41000 €2000, natomiast dla nowych krajach członkowskich 33000 €2000. Jednak, do analiz kosztów i korzyści odnośnie dyrektyw oraz polityki energetycznej UE zalecane jest stosowanie jednolitej wartości 40000 €2000 dla wszystkich krajów członkowskich.

W zasadzie, końcowym wynikiem uwzględnienia nowych efektów był wzrost kosztów zewnętrznych, natomiast udoskonalenie narzędzi obliczeniowych (np. narzędzia statystycznego do wartościowania wzrostu śmiertelności) doprowadziło do obniżenia niektórych składowych kosztu zewnętrznego. Krótki przegląd ważniejszych faz w rozwoju metodyki ExternE odnośnie szacowania kosztów zdrowotnych zanieczyszczeń powietrza przedstawiono w Tabeli 3.

Tabela 3. Przegląd ważniejszych faz w rozwoju metodyki ExternE odnośnie szacowania kosztów zdrowotnych zanieczyszczeń powietrza.

	Charakterystyki / rozwój metodyki	Zmiana w kosztach zewnętrz.
ExternE 1995	Ograniczona liczba E-R funkcji, przyjętych głównie na podstawie badań epidemiologicznych w USA odnośnie wzrostu zachorowalności i śmiertelności w wyniku krótkotrwałego narażenia. Zanieczyszczeniami uwzględnionymi były cząstki drobne: PM_{10}, ozon, siarczany i azotany. Podstawą do obliczenia kosztu wzrostu umieralności była ilość przedwczesnych zgonów przemnożona przez „wartość straconego życia", VSL – 2.6 mnlECU_{1990}	
ExternE 1999	Europejskie badanie epidemiologiczne użyto do poprawy funkcji E-R odnośnie narażeniu krótkotrwałego. Uwzględniono wzrost umieralności w wyniku długookresowego (chronicznego) narażenia na pyły drobne. Rozróżniono toksyczność pyłów drobnych $PM_{2.5}$ i siarczanów od toksyczności cząstek PM_{10} i aerozoli azotanów. Uwzględniono bezpośrednie oddziaływanie SO_2 na zdrowie ludzi, oraz dodatkowe oddziaływania (funkcje E-R) odnośnie wzrostu zachorowania Uwzględniono metali ciężkie Za podstawę do obliczenia kosztu zwiększonego ryzyka zgonu przez zanieczyszczenie powietrza przyjęto liczbę straconych lat oczekiwanego życia (wartości straconego roku życia VOLY - 84000 ECU_{1995} przy 3% stopy dyskonta).	↘ ↗ → → ↓
ExternE Transport 2001	Poprawa funkcji E-R dla ilości lat straconego życia w kontekście europejskim.	↘
ExternE 2005 (NewExt)	Zamodelowano obciążenie łańcuchu pokarmowego przez metali ciężkie. Bezpośrednie oddziaływanie SO_2 nie jest już uwzględniane. Na podstawie badań europejskich określono wartość VLS na 1 mln €, a następnie wartość straconego roku życia na 50 000 €$_{2000}$ (znacznie mniejsza niż poprzednio).	→ → ↘
ExternE-Pol 2005	Poprawiono funkcje E-R dla oddziaływań zdrowotnych, w wyniku czego stopień oddziaływania PM zwiększono, natomiast NO_x i SO_2 zmniejszono w stosunku do poprzednich wartości. Nowa, wyższa wartość kosztu bronchitu chronicznego (200 tys. €$_{2000}$).	↘ ↗
NEEDS 2009 CASES 2009	Toksyczność wszystkich cząsteczek o jednakowej średnicy, niezależne czy pierwotne PM czy aerozoli siarczanów lub azotanów zakłada się równoważną. Po pierwszy raz wartość utraconego roku życia określono nie z VSL, ale bezpośrednio przeprowadzając odpowiednio przygotowaną ankietę (dla krajów UE-27 wartość rekomendowana - 40 000 €$_{2000}$).	↗ ↘

W tabeli 4. przedstawiono najważniejsze oraz budzące największe zaufanie funkcje dawka – skutek dla efektów zdrowotnych, proponowane do wykorzystania w ostatnich projektach ExternE (NEEDS (b), CASES (a)). Należy zauważyć, że są to funkcje liniowe bez progu. Dodatkowo, pokazano również wartości jednostkowych kosztów skutków zdrowotnych, które mogą być zastosowane do ludności ogółem (grupy wiekowe oraz grupy ryzyka zostały zagregowane). Łatwo zauważyć, że oczekiwane skrócenie długości życia (lata utracone - YOLL) ma największy udział wśród kosztów zdrowotnych.

Tabela 4: Podstawowe funkcje E-R oraz jednostkowe koszty skutków zdrowotnych.

Zanieczyszczenie / skutki zdrowotne	Efekt fizyczny*) /osobę/(μg/m^3)	jednostka	Wartość €$_{2000}$ /jednostkę	Koszt zewnętrz. /osobę/(μg/m^3)
$PM_{2.5}$ (cząsteczki pierwotne i wtórne < 2.5μm)				
Obniżenie oczekiwanej długości życia (narażenie długookresowe, YOLL)	6.51 E-04	YOLL	40 000	2.60 E+01
Netto dni obniżonej aktywności	9.59 E-03	dni	130	1.25 E+00
Strata dni pracy	1.39 E-02	dni	295	4.10 E+00
Dni nieznaczne obniżonej aktywności	3.69 E-02	dni	38	1.40 E+00
PM_{10} (cząsteczki pierwotne i wtórne < 10μm)				
Zwiększone ryzyko umieralności (niemowlęta)	6.84 E-08	przypadki	3 000 000	2.05 E-01
Nowe przypadki bronchitu przewlekłego	1.86 E-05	przypadki	200 000	3.71 E+00
Przyjęcia do szpitala - choroby układu oddechowego	7.03 E-06	przypadki	2 000	1.41 E-02
Przyjęcia do szpitala - choroby układu krążenia	4.34 E-06	przypadki	2 000	8.68 E-03
Użycie lekarstw / substancji rozkurcza oskrzeli (dzieci)	4.03 E-04	przypadki	1	4.03 E-04
Użycie lekarstw / substancji rozkurcza oskrzeli (dorosły)	3.27 E-03	przypadki	1	3.27 E-03
Trudności dolnych dróg oddechowych (dorosły)	3.24 E-02	dni	38	1.23 E+00
Trudności dolnych dróg oddechowych (dzieci)	2.08 E-02	dni	38	7.92 E-01
Ozon [μg/m^3] - (suma 8-h średnich dziennych wzrostów stężenia >70 μg/m^3)/365				
Zwiększone ryzyko umieralności	2.23 E-06	YOLL	60 000	1.34 E-01
Przyjęcia do szpitala - choroby układu oddechowego	1.98 E-06	przypadki	2 000	3.95 E-03
Dni nieznaczne obniżonej aktywności	7.36 E-03	dni	38	2.80 E-01
Użycie lekarstw / substancji rozkurcza oskrzeli	2.62 E-03	przypadki	1	2.62 E-03
Trudności dolnych dróg oddechowych (kaszel wyłaczony)	1.79 E-03	dni	38	6.81 E-02
Dni z kaszlem	1.04 E-02	dni	38	3.96 E-01

Źródłó: NEEDS (b)

Wszystkie składowe metodyki ścieżki oddziaływań są zawarte w rozwiniętym w ramach projektu ExternE integralnym pakietu komputerowym EcoSense[8], pozwalający na ujednolicone określenie priorytetowych (powodujących potencjalnie największe szkody) skutków oraz wynikających kosztów zewnętrznych związanych z produkcją energii elektrycznej. System stosuje kombinacje modeli rozprzestrzenienia zanieczyszczeń w atmosferze razem z własną bazą danych, w której oprócz zbioru funkcji E-R i wartości pieniężnych jednostkowych kosztów skutków, zawarta jest szczegółowa informacja w skali europejskiej dotycząca receptorów (ludzi, roślin uprawnych, budynków itd.) oraz uśrednionych danych meteorologicznych. Warunki kominowe (wysokość, temperatura i przepływ spalin), emisje zanieczyszczeń z danego obiektu oraz lokalne dane meteorologiczne to dane wejściowe dla modelu.

[8] **www.EcoSenseWeb.ier.uni-stuttgart.de**

Szkody i ich koszty sumowane są dla wszystkich receptorów. Dzieląc sumaryczne koszty szkód w wyniku emisji wybranego zanieczyszczenia przez całkowitą emisję tego zanieczyszczenia otrzymujemy koszty na jednostkę emitowanego zanieczyszczenia (np. Euro/t SO2), alternatywnie dzieląc łączne koszty przez wielkość produkcji energii w rozpatrywanym okresie można obliczyć koszty zewnętrzne wyrażone na jednostkę wyprodukowanej energii (np. Euro/kWh).

Przykład: Jeśli następstwem emisji jednej tony SO_2 z elektrowni węglowych w Polsce jest średnioroczny wzrost stężenia wtórnych cząsteczek drobnych[9] (PM2.5) w wysokości 0.038 ng/m^3 w pewnej celi (50km x 50km) europejskiej sieci EMEP-u w której żyje 100 tys. ludzi, wtedy ilość lat utraconego życia (YOLL) oraz koszt zewnętrzny dla tej jednej celi można obliczyć jako:

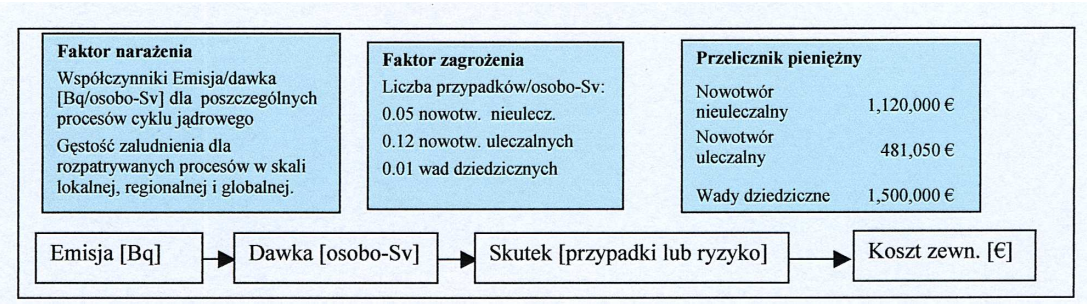
YOLL/tonę SO_2 = 0.038 ng/m^3 x 6.51E-04 YOLL/μg/m^3/osobę x 100 000 osób=0.0025 YOLL

Koszt=0.0025 YOLL x 40 000 €/YOLL=100 €/tonę SO_2 emitowanej w Polsce

Wynikiem powtórzenia powyższej procedury dla wszystkich cel sieci europejskiej oraz wszystkich mierzalnych efektów byłby średni koszt zewnętrzny w wysokości ok. 7767 €/tonę SO_2 emitowanej z elektrowni w Polsce. Przy średniej emisyjności dwutlenku siarki w 2008r. w wysokości 3.3 kg/MWh koszt zewnętrzny wytwarzanej energii elektrycznej w wyniku emisji siarki byłby ok. 25 €/MWh.

2.2. Koszt zewnętrzny cyklu paliwa jądrowego

Chociaż w poszczególnych fazach cyklu jądrowego uwalniane są do środowiska różne substancje, najważniejsze efekty ujemne występują w wyniku uwolnienia substancji promieniotwórczych i ich oddziaływaniu na zdrowie ludzi. Uproszczony schemat szacowania skutków i kosztów w następstwie uwolnienia substancji promieniotwórczych przedstawiono na Rys.2.



Rys. 2. Schemat oceny narażenia, skutku fizycznego oraz kosztu zewnętrznego w wyniku uwolnienia substancji promieniotwórczych.

Efekty zdrowotne szacowane są stosując wskaźniki łączące emisję (wyrażonej w [Bq]) poprzez dawkę kolektywną[10] (wyrażoną w [osobo–Sv]) z liczbą nowotworów uleczalnych i nieuleczalnych oraz wad dziedzicznych. Współczynniki łączące dawkę kolektywną z efektem narażenia nazywane są faktorem zagrożenia, i zakładają liniową zależność funkcji dawka-skutek, czyli ryzyko szkód zdrowotnych obliczano jest nawet w przypadku najmniejszych mocy dawki.

Koszty zewnętrzne cyklu paliwa jądrowego oszacowane zostały w wcześniejszej fazy projektu ExternE (podsumowane w ExternE 1999) dla pięciu krajów (Francja, Belgia, Niemcy, Holandia i

[9] Aerozoli siarczanów powstające w wyniku dyspersji i transformacji chemicznej SO_2 w obecności NH_3.
[10] Łączna dawka , którą przyjmuje ludność

Królestwo Zjednoczone) oraz w ramach projektu ExternE-Pol 2005 dla typowego ciśnieniowego reaktora lekkowodnego. Oszacowania te dotyczyła pełnego cyklu paliwowego.

Oszacowane w ExternE 1999 koszty zewnętrzne mieszczą się w szerokim przedziale wartości (od 0.6 €/MWh do 7 €/MWh) i zależą wyraźnie od przyjętej wartości statystycznego życia (VSL) i stopy dyskonta. Późniejsze oszacowanie (ExternE-Pol) określa koszt zewnętrzny elektrowni jądrowej w wysokości ok. 2 €/MW.

Wg ExternE ponad 95% kosztu zewnętrznego nie jest związane z samym wytwarzaniem energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Ok. 70-80% kosztu stanowe koszty zdrowotne w następstwie promieniowania, pozostałych 20-30% związane są z emisją w wyniku użycia energii elektrycznej z elektrowni opalanych paliwami konwencjonalnymi podczas budowie elektrowni oraz w różnych fazach cyklu jądrowego. Gazy cieplarniane odpowiedzialne są za mniej niż 10% łącznego kosztu.

Niewielkie, w porównaniu z kosztami zewnętrznymi elektrowni konwencjonalnych, koszty zewnętrzne elektrowni jądrowych nie powinny dziwić. Każda faza cyklu jądrowego podlega ostrym normom odnośnie bezpieczeństwa i ochroni radioaktywnej[11], w wyniku czego potencjalne efekty na zdrowie ludzi i środowisko są ograniczone do bardzo niskich poziomów. W konsekwencji, koszty inwestycyjne oraz koszty operacyjne elektrowni jądrowych już zinternalizowały bardzo dużą część potencjalnych kosztów zewnętrznych, i te są odzwierciedlone w ceny, którą musi zapłacić odbiorca elektryczności z elektrowni jądrowej.

W przypadku cyklu jądrowego, dominujący wkład w koszty zewnętrzne powodują bardzo małe dawki promieniowania jonizującego, stanowiące znikomą część dawek dla normalnego tła promieniowania, ale otrzymywane przez wielu ludzi i przez wiele pokoleń. Kwantyfikacja kosztów zdrowotnych elektrowni jądrowych wymaga ekstrapolację krzywych dawka-skutek do poziomów znacznie niższych niż te, dla których obecnie robione są pomiary efektów zdrowotnych. Hipoteza liniowej bez progowej zależności skutków promieniowania od dawki jest mocno kwestionowana, gdyż wiele badań doświadczalnych wykazało, że istnieje wartość progowa, poniżej której nie zaobserwowano nigdy ujemnych skutków promieniowania. Oznacza to, że i tak niewielkie oszacowane koszty zewnętrzne elektrowni jądrowych mogą być jeszcze niższe, i mało jest prawdopodobne, że są większe niż przedstawione.

Niestety, pomimo że wszystkie analizy techniczne wykonane w ramach projektu ExternE wskazują na bardzo niskie koszty zewnętrzne elektrowni jądrowych, nie miało to istotnego wpływu na zmianę opinii publicznej w krajach UE wobec energii jądrowej. Z ankiety przeprowadzonej w ramach projektu NEEDS dotyczącej stosunku społeczności do wielkości oszacowanych kosztów, większość z 2000 ankietowanych zgadza się, że paliwa kopalne mają najwyższe, gaz umiarkowane, a źródła odnawialne niskie koszty zewnętrzne. Jednak ponad polowa ankietowanych nie zgodziła się z propozycją, że energia jądrowa ma niskie koszty zewnętrzne. Prawdopodobnie powodowano jest to niespójnością proponowanej odpowiedzi z pospolitą percepcją niebezpieczeństw związanych z energią jądrową, przy czym oponenci energii jądrowe wskazują przede wszystkim na awarie reaktora, składowanie odpadów oraz proliferację broni nuklearnej. Awarie i proliferacja mieszczą się w kategorii rzadkich zdarzeń o bardzo dużych skutkach (ryzyko Damoklesa), dla których oszacowania pieniężna są, i możliwie, że zawsze będą problematyczne. Metodyka ExternE szacuje „oczekiwane" koszty zewnętrzne w następstwie awarii reaktora uwzględniając prawdopodobieństwo takiego zdarzenia. Pomimo, że potencjalne skutki w niektórych scenariuszach (ExternE1995) mogą być bardzo poważne (ponad 10000 nowotworów nieuleczalnych, czyli potencjalna szkoda liczona w miliardach Euro) biorąc pod uwagę bardzo niskie prawdopodobieństwo awarii reaktorów stosowanych w Europie zachodniej (awarie typu Czarnobyla nie są możliwe) „*oczekiwany koszt*

[11] Np. Amerykańska Agencja Ochrony Środowiska (US EPA) szacuje roczną dawkę w wysokości 0.03 mili-rem dla osób żyjących w promieniu 80 km od elektrowni węglowej oraz 0.009 mili-rem dla elektrowni jądrowej (dla porównania typowe prześwietlenie płuc to dawka o ok. 6 mili-remów).

awarii" przeliczony na jednostkę wyprodukowanej energii jest stosunkowo niewielki (poniżej 0.35 €/MW, ExternE1999). Niestety dla zdarzeń o niskim prawdopodobieństwie/potencjalne bardzo dużymi szkodami publiczna percepcja ryzyka różni się od sposobu traktowania ryzyka w pracach ExternE. Poprzednie próby uwzględnienia publicznej awersji do ryzyka nie powiodły się i nie zostały zaakceptowane[12], i obecnie brak jest zadowalającej metody uwzględnienia awersji do ryzyka w analizach kosztów zewnętrznych. Podobna luka percepcyjna istnieje pomiędzy poziomem publicznej obawy odnośnie składowania odpadów jądrowych, a kosztami ich składowania, które są uwzględnione w cenie energii. Niechęć akceptacji przez opinię publiczną, że energia jądrowa ma niskie koszty zewnętrzne może ewentualnie ulec zmianie poprzez otwartą komunikację, szczerą dyskusję oraz lepsze zrozumienie przez społeczność powyższych zagadnień.

Trzeba podkreślić, że możliwość poważnych awarii o skutkach katastrofalnych dotyczy również innych cyklów paliwowych (awarie tam wodnych, eksplozje gazu, wybuchy metanu w kopalniach węgla, wycieki ropy naftowej itp.). Niemniej jednak, analizy przeprowadzone w ramach projektu ExternE1995, wznowione w projekcie NEEDS, wskazały, że podobnie jak i w przypadku cyklu jądrowego, koszt zewnętrzny tychże zdarzeń, obliczony jako „oczekiwany koszt" na jednostkę wytwarzanej energii, z powodu małego prawdopodobieństwa, jest pomijalny.

2.3. Oddziaływanie zanieczyszczeń powietrza na produkty rolnicze, materiały budowlane oraz ekosystemy

Skutki oraz koszty szkód oddziaływania zanieczyszczeń powietrza na uprawy rolnicze i materiały budowlane szacowane są metodą ExternE poprzez stosowanie odpowiednich funkcji dawka-skutek oraz rynkowych wartości plonów rolniczych i materiałów budowlanych. Jeśli chodzi o plony rolnicze relewantnym zanieczyszczeniami są SO_2 i ozon, przy czym różne badania potwierdziły, że przy niskich stężeniach tła (poniżej ok.15 $\mu g/m^3$) SO_2 działa jako nawóz zwiększając wydajność (ujemny koszt zewnętrzny). Szkody na materiałach budowlanych występujące w następstwie emisji zanieczyszczeń powietrza przewyższają naturalny rozkład materiałów 10-100 krotnie. SO_2 oraz kwaśnie opady powodują korozje metali i materiałów nieorganicznych, ozon natomiast materiałów organicznych. W obu przypadkach końcowym efektem jest wzrost kosztu utrzymania oraz przedwczesnej poprawki lub wymiany. Pomimo powtarzających się prób nadal jest brak zadowalającej metodyki szacowania wielkości szkód na pomnikach i budynkach historycznych.

Ponieważ relacje dawka-skutek, jak w przypadku produktów rolniczych, tak i materiałów budowlanych, mogą być określone eksperymentalnie, a do określenia wartości pieniężnych szkód używane są ceny rynkowe, przedział niepewności wyników jest stosunkowo mały.

Pierwsze próby określenia pieniężnych wartości szkód w wyniku zakwaszenia (tylko gleb) i eutrofizacji podjęto w ramach projektów NewExt i NEEDS. Zakwaszenie występuje głównie poprzez depozycję substancji kwaśnych w następstwie emisji SO_2, NO_x i NH_3, eutrofizacja natomiast jest ujemnym efektem emisji NO_x i NH_3. Do oszacowania kosztów szkód zastosowano podejście potencjalnej straty różnorodności biologicznej (zmniejszenia liczby różnych gatunków) w wyniku zakwaszenia i eutrofizacji oraz zaobserwowanej gotowości do zapłaty w celu uniknięcia strat. Zdobyte w ten sposób pierwsze oszacowania pozwalają na uwzględnienie oraz ocenę ważności tej kategorii szkód w porównaniu z innymi kategoriami.

Okazuje się również, że udział powyższych kosztów w całkowitym koście zewnętrznym w porównaniu z kosztami zdrowotnymi jest niewielki.

[12] Takie obliczenia były przeprowadzone w 1998r. (CEPN 1998), przy czym uwzględniając awersji społeczności do ryzyka obliczony koszt zewnętrzny poważnej awarii reaktora jądrowego wynosił 0.087 €/MW.

2.4. Koszty zewnętrzne w wyniku emisji gazów cieplarnianych

Koszty szkód w wyniku emisji gazów cieplarnianych (globalnej zmiany klimatu) są jedną z najważniejszych kategorii szkód związanych z wykorzystaniem paliw kopalnych, ale również wśród najbardziej kompleksowych, niepewnych i kontrowersyjnych. Obecnie praktycznie nie jest możliwie dokładniejsze określenie pieniężnej wartości zmian globalnego klimatu, gdyż prawdopodobne skutki tychże zmian są niezwykle złożone, obejmują ogromną liczbę różnych efektów które mogą mieć miejsce w bliższej lub znacznie bardziej odległej przyszłości. Wyniki dotychczasowych analiz są trudne do porównania, gdyż charakteryzują się bardzo szerokim wachlarzem wartości oczekiwanych szkód, różniących się nawet do dwóch rzędów wielkości (zależnie od przyjętych scenariuszy klimatycznych i założeń dotyczących dostosowania się do zmian klimatu, metody i modelu ekonomicznego, założeń i danych wejściowych, stosowanej stopy dyskonta itd.). W szczególności krytycznym parametrem jest wielkość zakładanej stopy dyskonta, która jest sprawą filozoficzną będącą przedmiotem dyskusji wielu ekonomistów.

Metodyka ExternE stosuje dwa podejścia do określenia wartości efektów zmian klimatu. Pierwsze podejście to oszacowanie, poprzez stosowanie odpowiednich modeli, **kosztów szkód** w wyniku zmian klimatu, natomiast druga metoda to oszacowanie **kosztów redukcji lub uniknięcia szkód,** jak na prz. poprzez ograniczenie emisji do docelowej wielkości. W obu przypadkach obliczany jest koszt krańcowy, tzn. koszt związany z przyrostem szkody lub redukcji emisji. Optymalny poziom emisji gazów cieplarnianych zostaje osiągnięty wtedy, kiedy realne krańcowe koszty szkód są równe realnym krańcowym kosztom uniknięcia emisji. Niestety koszty te nie są znane, i mogą być szacowane tylko stosując różne modeli.

Do określenia możliwych do ujęcia kosztów szkód ExternE stosuje model zintegrowanej oceny zmian klimatu FUND[13] w którym zamodelowano zestaw scenariuszy (zawierających stopę wzrostu zaludnienia, wzrost gospodarczy, autonomiczną poprawę efektywności energetycznej i zużycia energii zdekarbonizowanej, emisje CO_2 ze zmiany użytkowania gruntów oraz metanu - CH_4 i podtlenku azotu - N_2O) uwzględniających 16 regionów świata w okresie 1950-2300r. Model szacuje szereg możliwych efektów zmian klimatu na rolnictwo, leśnictwo, niezagospodarowane ekosystemy, wzrost poziomu mórz, śmiertelność ludzi, konsumpcję energii i zasoby wodne. Efekty są obliczane jako zdyskontowana różnica miedzy strumieniem realnej konsumpcji (dobrobytu) dla wybranego scenariusza oraz tegoż scenariusza zakłóconego małą dodatkową emisją gazów cieplarnianych w określonym przedziale czasowym.

Koszt uniknięcia szkód natomiast, jest kosztem krańcowym osiągnięcia redukcji emisji CO_2 do wyznaczonego poziomu. W konsekwencji zależy on od wyznaczonego celu oraz podejmowanych miar i działań niezbędnych do osiągnięcia tegoż celu.

Jeśli obliczenie krańcowych kosztów szkód jest oparte na zaobserwowanych preferencjach społeczności (określonym wyborze wielkości stopy dyskonta oraz zróżnicowanym wartościowaniu szkód dla biednych i bogatych regionów świata[14]) oszacowane wartości są stosunkowo małe. Z drugiej strony zastosowanie alternatywnych wartości prowadzi do bardzo szerokiego przedziału wartości. W projekcie NEEDS podobnie jak i w poprzednich fazach projektu ExternE prowadzone były intensywne dyskusje odnośnie dużych różnic oszacowanych kosztów w stosunku do przyjętych założeń. W efekcie, biorąc pod uwagę duże niepewności i potencjalne luki związane z określeniem wielkości kosztów szkód w wyniku zmian klimatu zalecane jest stosowanie, jako wartości zastępczych, kosztów uniknięcia szkód, opartych na wspólnie uzgodnionych celach. Jest to uzasadnione również tym, że koszty osiągnięcia zaakceptowanych przez społeczność celów mogą w

[13] Climate Framework for Uncertainty, Negotiation and Distribution
[14] equity weighting

przybliżeniu być wykorzystane jako gotowość społeczności do zapłaty w celu uniknięcia ryzyka szkód związanych ze zmianą klimatu.

Na podstawie wyczerpującego przeglądu literatury i wewnętrznej debaty w projekcie NEEDS zaproponowano referencyjne wartości marginalnych kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych dla dwóch scenariuszy (Tabela 5).

Tabela 5: Zalecane w projekcie NEEDS krańcowe koszty zewnętrzne gazów cieplarnianych (Euro2005/tonę CO_{2ekw}).

Scenario	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Realistyczny (Kyoto+)	23.5	27	29	32	34	37	50	66	77
Ambitny (2°C)	23.5	31	46	51	74	87	110	146	198

Źródło: NEEDS (a,d)

Pierwsze oszacowanie uważane za bardziej realne, zwłaszcza dla okresu krótko – średnioterminowego, dotyczy krańcowego kosztu redukcji emisji CO_2 wynikającej z Protokółu z Kyoto (8% redukcja w okresie 2008-2012 w stosunku do emisji w 1990r.) oraz z zakładanego scenariuszu post-Kyoto (20% redukcja w 2020r.). Drugie oszacowanie odzwierciedla bardziej ambitne cele – osiągnięcie maksymalnie 2°C globalnego wzrostu temperatury w stosunku do okresu przed-przemysłowego.

Oszacowania kosztów uniknięcia emisji gazów cieplarnianych mieszczą się również w szerokim przedziale zależnie od przyjętych scenariuszy i celów dotyczących wielkości redukcji emisji, więc potrzeba zwiększenia stopnia pewności jest oczywista. Ponieważ w analizach zakładana jest kontynuacja handlu pozwoleniami do emisji CO_2, proponowane wartości powinny odzwierciedlać poziom przyszłych rynkowych cen pozwoleń do emisji CO_2.

2.5. Wiarygodność oszacowań

Z oszacowaniami kosztów zewnętrznych wiąże się wiele niepewności, które zostały sklasyfikowane i skwantyfikowane w (NEEDS (f,g)). W pierwszej aproksymacji za dolną granicę obszaru możliwych wartości (68% interwal ufności) dla głównych zanieczyszczeń powietrza można przyjąć 1/3 średniej wartości oszacowań, natomiast jako górna 3 razy wartość średnia. Dla metali ciężkich i skutków ocieplenia klimatu współczynnik niepewności jest ok. 4-5. Chociaż z powodu tak dłużej niepewności wiele osób kwestionuje przydatność kosztów zewnętrznych, trzeba podkreślić, że źródło niepewności w dużym stopniu nie jest natury naukowej (dane i niepewności związane z modelem), lecz raczej natury etycznej (przydzielenie wartości pieniężnej YOLL, uwzględnienie czy nie, różnicy w gotowości do zapłaty bogatych i biednych, wybór stopy dyskonta itp.) oraz niepewności związanych z przyszłością. Jasne jest, że, najlepszym sposobem obniżenia stopnia niepewności oszacowań kosztów zewnętrznych jest osiągnięcie zgody, co do wielkości powyższych kluczowych wartości. Przybliżone oszacowanie oparte na przejrzystym i udokumentowanym podejściu jest zawsze lepsze, nawet przy znaczącym stopniu niepewności, niż subiektywna ocena oparta na emocjach i dowolnych założeniach. Niepewności towarzyszące oszacowaniom kosztów zewnętrznych muszą być brane pod uwagę w związku z niekrytycznym wykorzystaniem oszacowanych pojedynczych liczby, w szczególności jeśli chodzi o oszacowania kosztów zdrowotnych.

3. KOSZTY ZEWNĘTRZNE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

3.1. Koszty zewnętrzne na jednostkę emitowanego zanieczyszczenia

Koszty zewnętrzne na tonę emitowanego zanieczyszczenia powietrza dla elektrowni krajowych dla lat 2007-2008 przedstawiono w Tabeli 3. Obliczenia przeprowadzono w ramach projektów NEEDS i CASES z pomocą modelu komputerowego EcoSenseWeb (NEEDS(a)). Uwzględnione zostały koszty zdrowotne, koszty oddziaływania na uprawy rolnicze i materiały budowlane oraz koszty strat różnorodności gatunków na obszarach niezagospodarowanych. Przedstawione koszty są wartościami średnimi oszacowane uwzględniając przestrzenny rozkład źródeł emisji w kraju. Do tabeli dodano koszt emisji CO_2 w wysokości zalecanej w projekcie NewExt dla ten okres (19 €2000/t CO_2 ≈ 21 €2005/t CO_2).

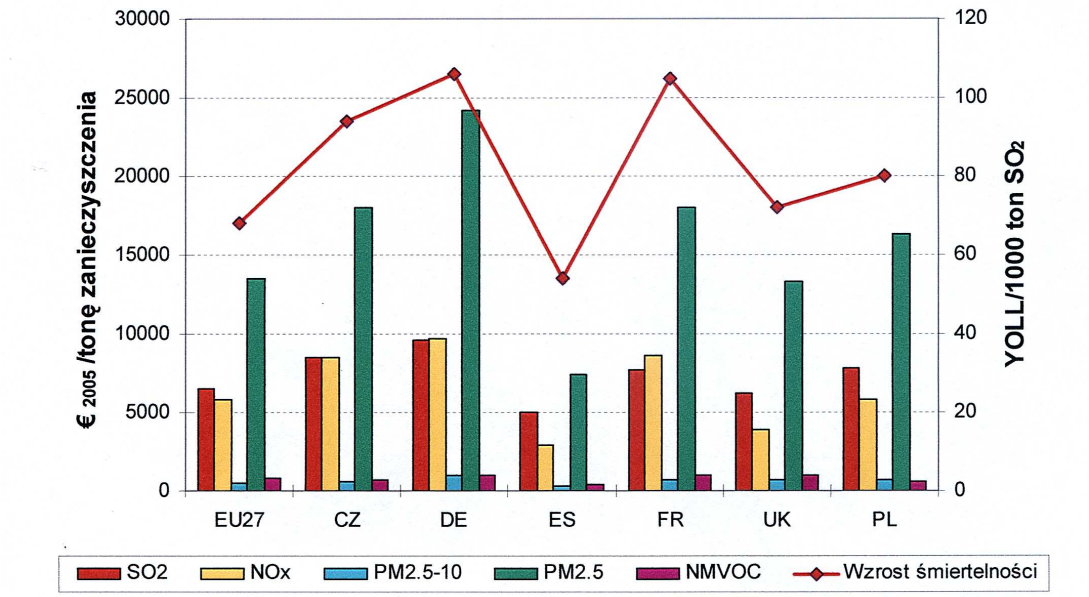
Tabela 6. Uśrednione koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń powietrza dla krajowych elektrowniach cieplnych w latach 2007-208 [€2005/tonę zanieczyszczenia].

	SO_2	**NO_x**	**$PM_{2.5-10}$**	**$PM_{2.5}$**	**NMVOC**	**CO_2**
Zdrowie ludzi	7232	4287	667	16331	499	
Biosystem	-36	1173	0	0	-59	
Uprawy rolnicze	-8	155	0	0	126	
Materiały budowlane	579	145	0	0	0	
Efekt cieplarniany						21
Łącznie	**7767**	**5760**	**667**	**16331**	**566**	**21**

Źródło: NEEDS (e)

Koszty w wyniku emisji NO_x uwzględniają skutki powodowane przez azotany (cząsteczki wtórne), ozon, depozycję azotu (działa jako nawóz) i związków kwaśnych. NMVOC powoduje szkody poprzez branie udziału w powstawaniu ozonu. Dla SO2 skutki są wynikiem oddziaływań aerozoli siarczanów (cząstki wtórne), depozycji związków kwaśnych oraz bezpośredniego oddziaływania na plony rolnicze. Szkody w wyniku emisji cząsteczek pierwotnych podano w rozbiciu na "PM2.5" i " PM2.5-10".

Na rys. 3 natomiast, przedstawiono porównanie kosztów zewnętrznych na jednostkę emisji dla Polski i wybranych krajów europejskich.



Rys. 3. Porównanie kosztów zewnętrznych na jednostkę emisji zanieczyszczeń powietrza dla Polski i wybranych krajów europejskich (źródło: na podstawie NEEDS (e)).

Różnice w prezentowanych wartościach dla różnych krajów odzwierciedlają wpływ lokalizacji na wysokość szkód. Zależnie od warunków meteorologicznych, stężenia tła zanieczyszczeń i procesów chemicznych w powietrzu oraz zaludnienia na obszarach narażonych na emisję, tona emitowanego zanieczyszczenia może spowodować bardzo różne koszty. Jak można zauważyć, koszty emisji jednej tony SO_2 lub NO_x (spowodowane głównie poprzez siarczany i azotany) są najniższe dla Hiszpanii i Królestwa Zjednoczonego, ponieważ duża część powstających w reakcjach chemicznych w powietrzu cząsteczek wtórnych kończy w morzu. W przypadku cząstek pierwotnych (PM) reakcje chemiczne są nieistotne, i w efekcie różnice odzwierciedlają ludność narażoną na emisję, a to z kolei zależy od odległości od źródła emisji i przeważającego kierunku wiatru.

3.2. Koszty zewnętrzne na jednostkę wytwarzanej energii

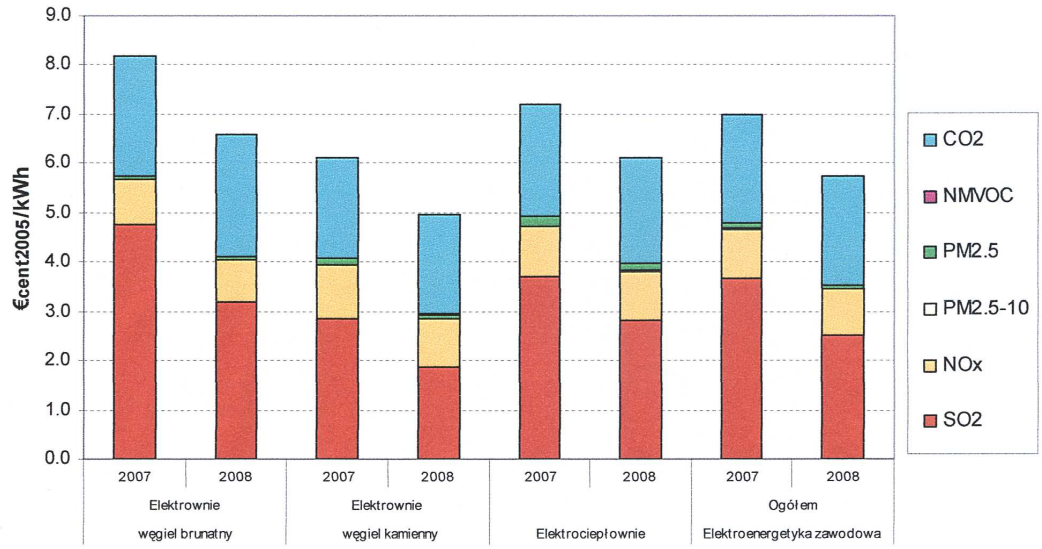
Koszty zewnętrzne na jednostkę energii elektrycznej netto w energetyce zawodowej w Polsce w latach 2007-2008 przedstawiono wg typu obiektu oraz w rozbiciu na poszczególne rodzaje zanieczyszczeń w Tabeli 7. oraz na Rys. 4. Koszty zostały obliczone na podstawie średnich wartości kosztów zewnętrznych na tonę emisji (Tabela 6.) oraz danych statystycznych odnośnie wielkości emisji (Emitor 2008) i produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2007-2008 (ARE S.A. 2009).

Tabela 7. jednostkowe koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w energetyce zawodowej w Polsce w 2007 i 2008 r. wg rodzaju obiektu i zanieczyszczeń [€2005/MWh].

	Elektrownie Węgiel brunatny		Elektrownie Węgiel kamienny		Elektrociepłownie		Ogółem El. cieplne	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
SO_2	47.52	31.94	28.59	18.52	36.92	28.32	36.54	25.10
NO_x	9.12	8.45	10.69	10.08	10.25	9.82	10.07	9.43
$PM_{2.5-10}$	0.11	0.10	0.11	0.06	0.16	0.11	0.12	0.08
$PM_{2.5}$	0.66	0.60	1.24	0.67	2.01	1.35	1.16	0.75
NMVOC	0.05	0.05	0.06	0.07	0.04	0.04	0.05	0.05
Razem	*57.46*	*41.13*	*40.71*	*29.42*	*49.39*	*39.65*	*49.95*	*35.42*
CO_2	24.48	24.60	20.27	20.25	22.60	21.45	22.12	22.07
Łącznie	81.94	65.73	60.98	49.67	71.99	61.10	70.06	57.50

Źródło: obliczenia własne

Łączny uśredniony koszt zewnętrzny (bez uwzględnienia CO_2) obliczony na kWh energii elektrycznej wynosił w Polsce w 2008 roku ok. 35 €/kWh. Jest to wartość porównywalna z ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym. Dominujący, ok. 70%, udział ma emisja SO_2, ponad 25% udział emisja NO_x, natomiast najniższym kosztem charakteryzują się pyły (ok. 2.5% udział) oraz NMVOC z pomijalnie małym udziałem. Zauważalny spadek kosztu zewnętrznego w 2008r. w stosunku do roku poprzedniego jest następstwem uruchomienia kilku instalacji odsiarczania spalin w elektrowniach zawodowych. Uwzględnienie efektu globalnego ocieplenia klimatu (emisji CO_2) zwiększyłoby koszt zewnętrzny o dodatkowych 22 €/kWh.



Rys. 4. Koszty zewnętrzne na jednostkę wytwarzanej energii elektrycznej w Polsce.

W Tabeli 8. podsumowano całkowite koszty zewnętrzne dla krajowych elektrowni cieplnych. Łączny koszt zewnętrzny wytwarzania energii elektrycznej, wyłączając efekt CO_2, wynosi ok. 4.5 mld Euro. Koszty emisji CO_2 oszacowano na ok. 2.9 mld Euro/a.

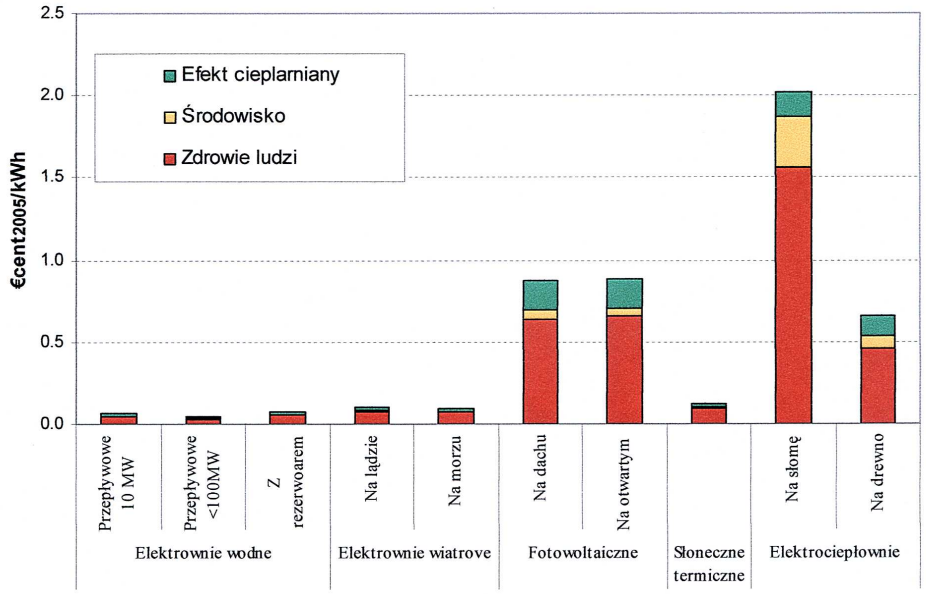
Tabela 8. Zagregowane koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w krajowych elektrowniach cieplnych w latach 2007-2008.

Rodzaj zanieczyszczeń	Koszty jednostkowe	Emisje w 2007r. **)	Koszty zewnętrzne w 2007r.		Emisje w 2008r. **)	Koszty zewnętrzne w 2008r.	
	€/t	1000 ton	mld €	% udział	1000 ton	mld €	% udział
PM_{10}	4850*)	34	0.173	1.8	22	0.109	1.5
SO_2	7767	634	4.926	52.1	420	3.260	43.7
NO_x	5760	236	1.358	14.4	213	1.224	16.4
NMVOC	566	13	0.007	0.1	12	0.007	0.1
CO_2	21	142000	2.982	31.6	136475	2.866	38.4
Łącznie	-	-	9.447	100	-	7.466	100

*) Średnia ważona PM2.5 i PM2.5-10
**) Metodą egzergii ok. 25% emisji z elektrociepłowni przydzielono produkcji ciepła
(Źródło: obliczenia własne)

3.3. Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Elektrownie wytwarzające energię elektryczną ze źródeł odnawialnych (OZE-E) w zasadzie nie powodują emisje podczas pracy elektrowni, lecz w fazie jej budowy. Wyjątkiem są instalacje opalane biomasą. W konsekwencji koszty zewnętrzne OZE-E są wyraźnie poniżej 1 €cent/kWh (rys. 5), wyłączając instalacje fotowoltaiczne (koszt nieco poniżej 1 €cent/kWh, z perspektywą dalszego obniżenia w przyszłości) i na biomasę (koszt 0.65-2 €cent/kWh).



Rys. 5. Porównanie kosztów zewnętrznych dla różnych źródeł energii odnawialnej w pełnym cyklu energetycznym w warunkach polskich (Źródło: CASES (c)).

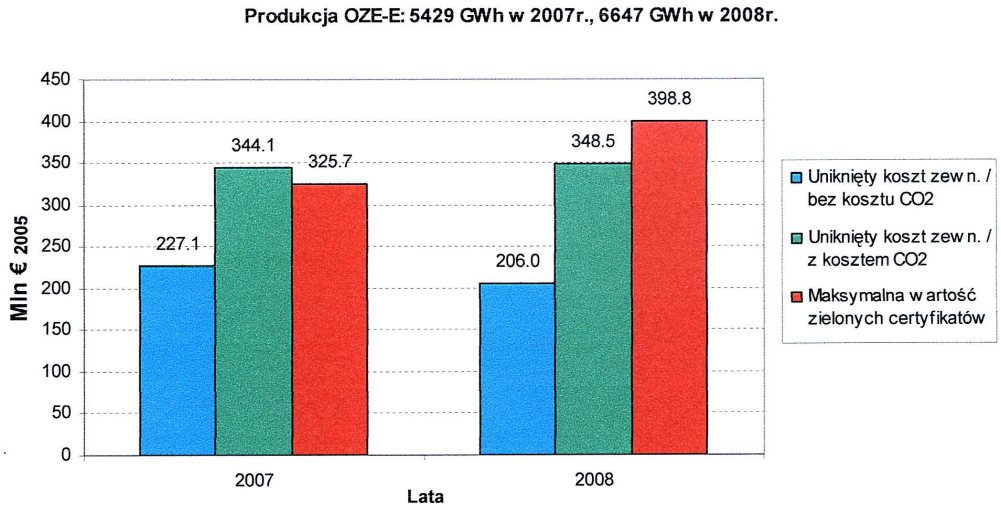
3.4. Koszty zewnętrzne uniknięto w wyniku popierania energii ze źródeł odnawialnych

Popieranie rozwoju OZE-E prowadzi do substytucji energii ze źródeł konwencjonalnych przez OZE-E, a więc do uniknięcia kosztu środowiskowych i ich kosztów zewnętrznych. Rozwój wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych promowany jest w Polsce poprzez obowiązek zakupu określonej ilości OZE-E nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne. Obowiązek uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia (tzw. zielone certyfikaty), które przedsiębiorstwo przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż: 7,0 % w 2008 r,….10,4 % w 2010 r.,… 12,9 % w 20175 r[15].

[15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła

W konsekwencji OZE „generuje” dwa produkty: energię elektryczną oraz świadectwa pochodzenia. Cena OZE-E w obowiązku zakupu ustalana jest na podstawie średniej ceny energii na rynku konkurencyjnym (128,80 zł/MWh w 2008r.), natomiast wysokość opłaty zastępczej (248,46 zł/MW w 2008r.) określa maksymalną wartość świadectw pochodzenia (obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia odbywa się na rynku giełdowym).

W 2008r. dzięki produkcji OZE-E uniknięto w Polsce emisję ok. 7 mln t CO_2, 21 kt SO_2, 6 kt NOx oraz 1 kt PM. Na Rys. 6. porównano dla lat 2007-2008 uniknięty dzięki OZE-E koszt zewnętrzny z maksymalną wartością świadectw pochodzenia, którą mogły otrzymać producenci OZE-E. Można wnioskować, że obecny poziom popierania OZE-E jest uzasadniony korzyścią wynikającą z uniknięcia kosztu zewnętrznego.



Rys. 6. Porównanie uniknięteg przez wytwarzanie OZE-E kosztu zewnętrznego z maksymalną wartością wydanych świadczeń pochodzenia (Źródło: obliczenia własne).

4. KOSZTY SPOŁECZNE NOWOCZESNYCH TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ OBECNIE I W 2030 ROKU W POLSCE

Rzetelna ocena i porównanie technologii wytwarzania energii elektrycznej powinna uwzględnić nie tylko koszty wytwarzania (koszt prywatny), ale również towarzyszące koszty zewnętrzne, innymi słowy porównywane powinny być pełne koszty społeczne. Poniżej przedstawione wyniki porównania wybranych nowoczesnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w warunkach polskich w latach 2010 i 2030 na podstawie badań przeprowadzonych w ramach europejskich projektów NEEDS i CASES.

Założenia odnośnie rozpatrywanych technologii przyjęte do obliczenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej (Tabela 9) uwzględniają najnowsze technologie, dostosowane do wymaganych norm bezpieczeństwa i ochrony środowiska.

Obliczony jednostkowy koszt prywatny wytwarzania energii elektrycznej w €2005/kWh jest uśrednionym dyskontowanym kosztem wytwarzania w zakładanym okresie życia technicznego

wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii

elektrowni. W założeniach studium przyjęto, że elektrownie jądrowe i cieplne pracują jako podstawowe (czas pracy 7500 godzin/a). Ponieważ dla technologii charakteryzujących się wysokim nakładami inwestycyjnymi jednym z krytycznych parametrów jest zakładana wysokość stopy dyskonta, obliczenia przeprowadzono przy 5% i 10% stopy.

Trzeba podkreślić, że wszystkie wartości, w szczególności dotyczące przyjętych cen paliw (tabela 10) oraz danych dla roku 2030 są wysoce niepewne. Aby bardziej uwiarygodnić wnioski dotyczące elektrowni jądrowych, przeprowadzono (przez autora) również dodatkowe obliczenia kosztów wytwarzania dla elektrowni jądrowych zakładając koszt inwestycyjny wyższy o 50% w 2010r. oraz 100% w 2030r., niż przyjęty w Tabeli 9.

Tabela 9. Charakterystyki wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

	Koszt inwest. 2010/2030	Odsetki podcz. budowy	Koszt zamknięc.	Koszty stałe (O&M)	Koszty zmien. O&M	Sprawność 2010/2030	Wskaź. emisji 2010/2030	Techn. czas życia	Czas pracy pełną mocą
	€/kW	%	€/kW	€/kW/rok	€/MWh	%	g CO2ekw/kWh	Lata	h/rok
El. jądrowa PWR	1850/1350	10.8	270	38.5	0.98/0.51	33/36	20/5	40/60	7500
El. na węgiel kamienny (EWK)	1000/895	8.2	32.5	40.5	2.6	46/52	732/642	35	7500
EWK z układem zgazowania IGCC	1350/1100	8.2	50	52.5	3.1	45/54.5	747/612	35	7500
EWK IGCC z uchwytem CO_2	-/1370	8.2	55	65	3.6	-/48.5	-/135	35	7500
El. na węgiel brunatny (EWB)	1300/900	8.2	30	38/33	1	44.5/50	824/727	35	7500
EWB z układem zgazowania IGCC	1200/1100	8.2	50	52.5	3.1	44/52.5	833/692	35	7500
EWB IGCC z uchwytem CO_2	-/1370	8.2	55	65	3.6	-/46.5	-/93	35	7500
El.na gaz ziemny GTCC	500/385	5.4	15	19/18	1.5	57.5/63	382/346	35	7500
GTCC z uchwytem CO_2	-/925	5.4	15	52.5	1.7	-/57	-/96	35	7500
Turbina gazowa GT	280/220	4	0	11.5	2	40	571/538	35	7500
El. Wiatrowe na ladzie	1000/950	0	0	40	12.1/16.7*)	100	6/5	20	2628
El. Wiatrowe na morzu	1650/1370	0	0	60	12.7/17.5*)	100	7/4	20	4044
El. Wodna przepływ.	3500	10	0	45	-	85	6/5	70	5000

Koszt transportu i magazynowania CO_2: 9 €/t CO_2
*) Koszt rezerwowania mocy elektrowni wiatrowych przy 5%/10% stopy dyskonta
Źródło: CASES (b)

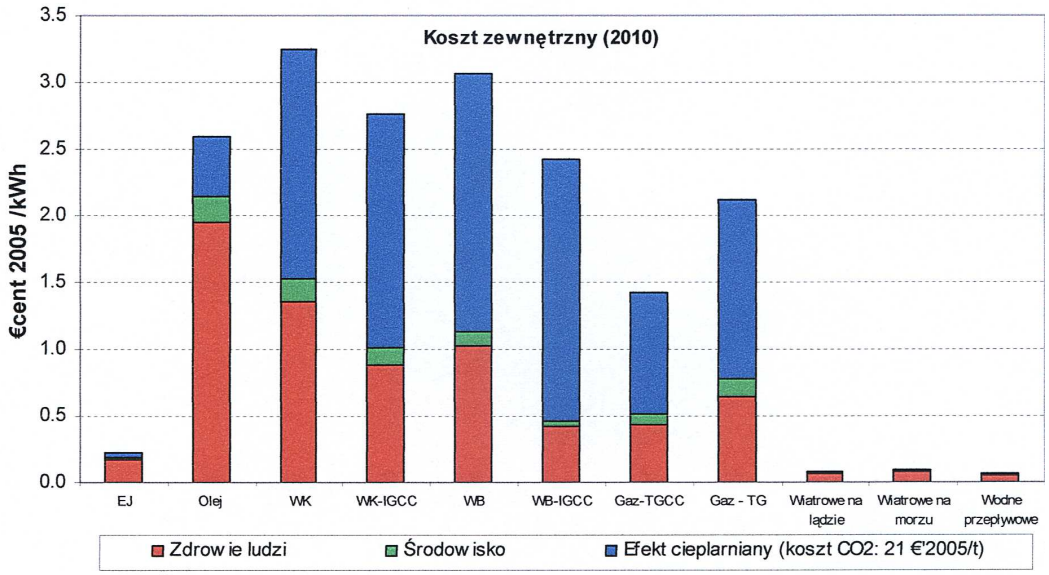
Tabela 10. Założone ceny nośników energii na wejściu do elektrowni [€2005/GJ].

Nośnik	2005	2010	2020	2030
Węgiel kamienny	1.96	1.86	2.07	2.19
Węgiel brunatny	0.98	0.98	0.98	0.98
Gaz ziemny	6.11	6.32	5.95	6.63
Paliwo jądrowe	0.62	0.62	0.62	0.62

Źródło: CASES (b)

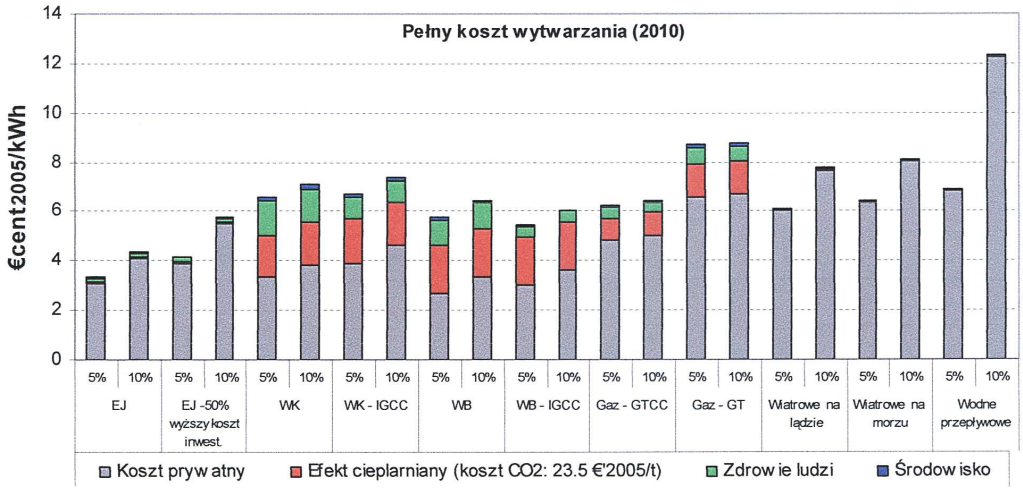
Koszty zewnętrzne rozpatrywanych technologii w warunkach polskich przedstawiono dla roku 2010 na Rys. 7. Energia jądrowa i odnawialne maja wyraźnie niższe koszty zewnętrzne niż inne technologie, głównie z powodu znacznie niższych skutków emisji gazów cieplarnianych i emisji SO_2,

NO_x i PM w całym cyklu paliwowym. Nawet do 50% kosztów inwestycyjnych elektrowni jądrowych dotyczą spraw bezpieczeństwa, efektem czego jest zminimalizowane prawdopodobieństwo występowania uwolnień substancji promieniotwórczych podczas pracy normalnej oraz w przypadku awarii. W ten sposób została zinternalizowana przeważająca część kosztów zewnętrznych. Należy zauważyć, że elektrownie węglowe w wyniku zainstalowania drogich urządzeń redukcji emisji zanieczyszczeń powietrza również zinternalizowały dużą część kosztów zewnętrznych. W analizie przyjęto, że zewnętrzne koszty zdrowotne i środowiskowy będę w przyszłości rosnąć, ponieważ gotowość do zapłaty za obniżenie ryzyka zachorowań lub szkód środowiskowych będzie rosnąć ze zwiększeniem się zamożności społeczeństwa.

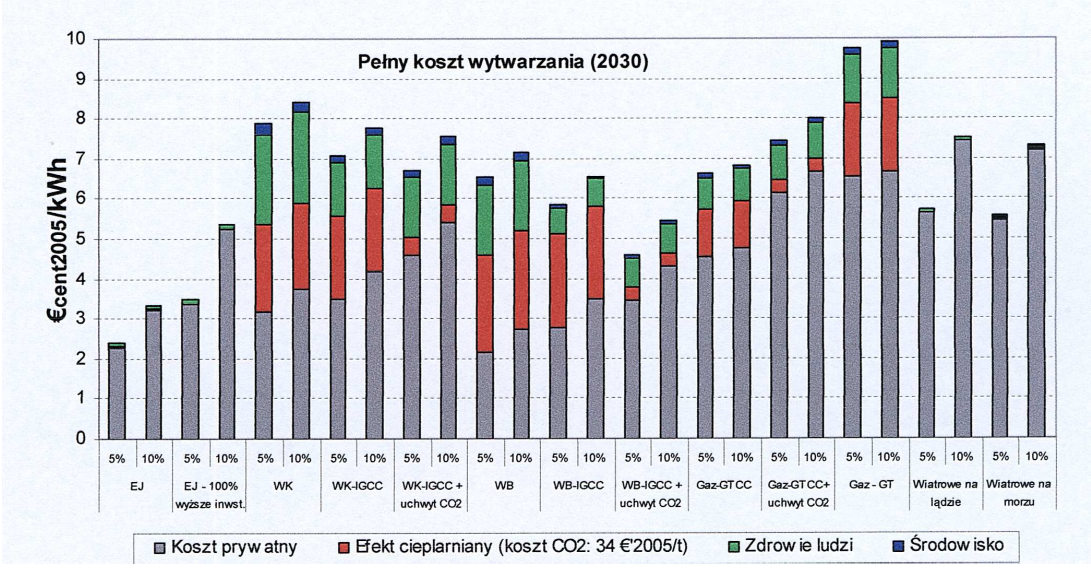


*Rys. 7. Koszt zewnętrzny dla różnych technologii wg rodzaju oddziaływań (*Źródło: CASES (d)).

Na Rys. 8. i 9 przedstawiono wyniki obliczeń kosztów społecznych (koszt prywatny + koszt zewnętrzny) dla rozpatrywanych technologii.



*Rys. 8. Porównanie pełnego kosztu wytwarzania elektryczności dla wybranych technologii w 2010 r. w warunkach polskich przy 5% i 10% stopy dyskonta (*Źródło: na podstawie CASES (d)).



*Rys. 9. Porównanie pełnego kosztu wytwarzania elektryczności dla wybranych technologii w 2030 r. w warunkach polskich przy 5% i 10% stopy dyskonta (*Źródło: na podstawie CASES (d)).

Na podstawie przedstawionych wyników można wnioskować, że koszty społeczne różnią się od kosztów prywatnych, innymi słowy uwzględnienie kosztów zewnętrznych zmienia konkurencyjność poszczególnych technologii. Analiza dla roku 2010 wskazuje technologie węglowe (w szczególności

opalane węglem brunatnym) jako najtańsze, jeśli pominiemy koszty zewnętrzne oraz przyjmujemy górne wartości kosztów dla instalacji jądrowych.. Należy podkreślić, że koszt zewnętrzny w wyniku emisji CO_2 jest następny, który w krajach UE zostanie prędko zinternalizowany. Zgodnie z ustaleniami Parlamentu Europejskiego dotyczących korekty dyrektywy o handlu emisjami[16] Unii Europejskiej począwszy od 2013 roku wystąpi obowiązek dla elektrowni zakupu uprawnień na 100% emisji CO_2[17]. Koszt zakupu pozwoleń będzie uwzględniony w rynkowej ceny energii. Wtedy konkurencyjność energii jądrowej do pokrycia obciążenia podstawowego wydaje się bezdyskusyjna.

Technologie węglowe będą nadal odgrywać ważna rolę, w szczególności te wyposażone w instalacje wychwytu i składowania CO_2 (jeśli okaże się, że technologie CCS noszą małe ryzyko środowiskowe i techniczne), koszt transportu i magazynowania jest w prognozowanych granicach oraz cele dotyczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych nie są wygórowane.

Gaz ziemny będzie brany pod uwagę jako alternatywa dla węgla, jeśli jego cena pozostanie umiarkowana, wtedy jednak bez instalacji CCS. Przedstawione dane odnośnie kosztów społecznych elektrowni wiatrowych również są podstawą do promocji dalszego wykorzystania potencjału energii wiatrowej. Niemniej jednak, w określeniu przyszłego mix-u technologii inne czynniki, jak na prz. dostępność paliw i technologii, bezpieczeństwo dostawy, zależność od importu, akceptacja społeczna itp. muszą być brane pod uwagę.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Obecnie za najbardziej autorytatywną metodykę do szacowania kosztów zewnętrznych wytwarzania energii elektrycznej uznawana jest metodyka „ścieżki oddziaływań" rozwiniętą w ramach projektu ExternE. Trzeba podkreślić, że wyniki przedstawione powyżej przedstawiają tylko w pewnym przybliżeniu oszacowanie kosztów zewnętrznych produkcji energii elektrycznej. Efekty skwantyfikowane należy zawsze traktować tylko jako sumę pośrednią łącznych kosztów zewnętrznych. Uśredniony koszt zewnętrzny (bez uwzględnienia kosztu CO_2) obliczony na kWh energii elektrycznej wytwarzanej w Polsce w 2008 roku wynosił ok. 35 €/kWh, czyli wartość porównywalna z ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym. Uwzględniając koszt emisji CO_2 koszt ten rośnie do 57.5€/kWh. Pomimo, że z każdym oszacowaniem kosztu zewnętrznych wiąże się spora doza niepewności, z przedstawionych wyników można wnioskować, że energia jądrowa i źródła odnawialne maja wyraźnie niższe koszty zewnętrzne niż inne technologie. Co więcej, wśród przyszłych perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej, elektrownie jądrowe charakteryzuje się najniższym kosztem społecznym. Niestety publiczne postrzeganie elektrowni jądrowych nie jest w zgodzie z powyższą oceną ekspercką.

Literatura

[1] ExternE Homepage. "Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission", from http://www.externe.info/

[2] ExternE 1995, Externalities of Energy, Vol. 1-7, published by European Commission, Directorate General XII, Science Research and Development, Luxembourg, 1995

[3] EXTERNE 1999, Externalities of Energy, Vol. 7-10, published by European Commission, Directorate General XII, Science Research and Development, Luxembourg, 1999

[16] Directive 2009/29/EC of the European parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community

[4] ExternE Transport 2001, Friedrich, R., Bickel, P., Environmental external costs of transport. Springer-Verlag, Berlin, Heidelber, New-York

[5] NewExt 2004, European Commission, DGResearch, New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies. 5th Framework Programme, Final Report, Contract ENG1-CT2000-00129, Brussels, 2004

[6] http://www.ier.unituttgart.de/public/de/organisation/abt/tfu/projekte/newext/newext_final.pdf

[7] ExternE-Pol 2004, European Commission, DG Research, Rabl, A. et al. (Eds.), "Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications". Final Technical report prepared for the European Commission, Contract ENG1-CT2002-00609

[8] ExternE 2005, European Commission, "ExternE - Externalities of Energy: Methodology 2005 update", Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Germany. EUR 21951

[9] NEEDS 2009, European Commission, "Integrated project NEEDS – New Energy Externalities Developments for Sustainability", Project no: 502687, Research Stream 1b: "Development and improvement of a methodology to estimate external costs of energy" - http://www.needs-project.org/.

[10] NEEDS (a), Preiss, P. and Klotz, V. (2008), "Revised Description of the Updated and Extended Tool EcoSenseWeb for the Detailed Site-dependent Assessment of External Costs (http://EcoSenseWeb.ier.uni-stuttgart.de/)", NEEDS project, FP6, Rs1b_D7.1.

[11] NEEDS (b), Torfs, R., Hurley, F., Miller, B. and Rabl, A. (2007), "A set of concentration-response functions", NEEDS project, FP6, Rs1b_D3.7 - Project no: 502687

[12] NEEDS (c), Ott, W., Frischknecht, R., Baur, M., Kaufmann, Y. and Steiner, R. (2006), "Assessment of biodiversity losses", NEEDS Deliverable D4.2, RS1b, WP4 - Project no: 502687

[13] NEEDS (d), Anthoff, D. (2007), "Report on marginal external costs inventory of greenhouse gas emissions", NEEDS Deliverable D5.4, RS1b - Project no: 502687

[14] NEEDS (e), Preiss, P., Friedrich, R. and Klotz, V. (2008), "Report on the procedure and data to generate aver-aged/aggregated data, including ExternalCosts_per_unit_emission_080821.xls Excel file", NEEDS project, FP6, Rs3a_D1.1 - Project no: 502687, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

[15] NEEDS (f), Spadaro, J. and Rabl, A. (2007), "Report on the methodology for the consideration of uncertainties", NEEDS project, FP6, Rs1b_D7.2 - Project no: 502687, ARMINES/Ecole des Mines, Paris

[16] NEEDS (g), Spadaro, J. V. and Rabl, A. (2008), "Final report on the Uncertainty of the Transfer/Generalization of Ex-ternE Results", NEEDS project, FP6, Rs3a_D3.2 - Project no: 502687, ARMINES/Ecole des Mines, Paris

[17] Krewitt W., Schlomann B., "Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern". Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/37085/

[18] CEPN 1998, Markandya, A., Dale, N., Schneider, T. (Eds.), Improvement of the assessment of the external costs of severe nuclear accidents. CEPN report N°260. Centre d'étude sur l'Evaluation de la Protection dans le domaine Nucléaire (CEPN), Fontenay-aux-Roses, France

[19] CASES 2009, European Commission, "CASES - Cost Assessment of Sustainable Energy Systems" Project No 518294 SES6, http://www.feem-project.net/cases/.

[20] CASES (a) "Report on methodology for estimating external costs to human health, crops and materials" IER University of Stuttgart, 2007, CASES report D.2.2,

[21] http://www.feemproject.net/cases/downloads_deliverables.php

[22] CASES (b), Blesl, M., Wissel, S. and Mayer-Spohn, O. (2008), "Private costs of electricity and heat generation", CASES deliverable D.4.1, CASES project, WP4, IER, Universitaet Stuttgart.

[23] CASES (c), Porchia, R., Bigano, A., "Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries", CASES deliverable D.6.1, FEEM – Fondazione Eni Enrico Mattei

[24] EMITOR 2008 – Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych, Agencja Rynku Energii S.A, Warszawa, 2009

[25] ARE S.A. 2009, Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2008, Agencja Rynku Energii S.A.,Warszawa, 2009

[26] Strupczewski A., Borysewicz M., Tarkowski S., Radović U., Ocena wpływu wytwarzania energii elektrycznej na zdrowie człowieka i środowisko i analiza porównawcza dla różnych źródeł energii, w: „Ekologiczne Aspekty Energetyki", Warszawa 14-16 listopad 2001

[27] Radović U., Assessment of external costs of power generation in Poland, Part of the IAEA Co-ordinated Research Project in: "Estimating the external costs associated with electricity generation options in developing countries using simplified methodologies", ARE S.A., Warsaw, 2001

[28] Burgherr, P., Hirschberg, S., Hunt, A., Ortiz, R (2004): External costs from major accidents in non-nuclear fuel chains. In: ExternE (2004): New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies (NewExt). Publishable Report prepared for the European Commission

[29] Pearce, D, 2001, Energy Policy and Externalities: An Overview, Workshop on Energy Policy and Externalities: the Life Cycle Analysis Approach, OECD Nuclear Energy Agency, Paris, 15-16 November, pp.23-44

WPŁYW ENERGETYKI JĄDROWEJ NA BILANS ENERGETYCZNY I JEJ ROLA W REDUKCJI EMISJI CO_2

Andrzej Strupczewski
Instytut Energii Atomowej, POLATOM

1. ZAŁOŻENIA METODOLOGICZNE - ANALIZA W CAŁYM CYKLU ŻYCIA

1.1. Analiza w cyklu całego życia

W skali całego globu sektor energetyczny jest odpowiedzialny za około 40% emisji gazów cieplarnianych. Udział ten będzie większy, jeżeli uwzględni się emisje w cyklu całego życia. Scenariusz podstawowy opisany w publikacji IEA z 2006 roku przewiduje, że wytwarzanie energii będzie powodować połowę emisji gazów cieplarnianych w okresie od 2004 do 2030 roku [1]. Dlatego też strategie ograniczania emisji gazów cieplarnianych w energetyce mogą odegrać kluczową rolę w spełnieniu zobowiązań krajów przyjętych w ramach traktatu z Kioto.

W czasie swojej pracy elektrownie jądrowe nie powodują żadnych emisji dwutlenku węgla ani innych gazów cieplarnianych, podobnie jak hydroelektrownie, wiatraki czy ogniwa słoneczne i inne Odnawialne Źródła Energii (OZE). Natomiast na pozostałych etapach cyklu paliwowego, od wydobycia uranu i produkcji urządzeń dla elektrowni jądrowej do likwidacji elektrowni i unieszkodliwienia odpadów występują procesy powodujące emisje gazów cieplarnianych, podobnie jak w przypadku OZE. I tak np. przy przewożeniu rudy uranowej spala się ropę, powodując emisje CO_2, przy produkcji stali na urządzenia elektrowni spala się węgiel i zużywa się energię elektryczną. Samo zużycie elektryczności nie powoduje emisji CO_2, ale trzeba ją przecież było wytworzyć. W przypadku elektrowni jądrowych można byłoby argumentować, że elektrownia jądrowa sama wytwarza energię elektryczną, a że czyni to w sposób ciągły, to można elektryczność potrzebną do całego cyklu jądrowego uzyskiwać właśnie z czystej bezemisyjnej pracy elektrowni jądrowych. Przyjęto jednak inne podejście, mniej korzystne dla energetyki jądrowej. Zakłada się mianowicie, że zużycie energii elektrycznej powoduje w ostatecznym rozrachunku średnie emisje CO_2 występujące w danym kraju przy wytwarzaniu elektryczności, z uwzględnieniem struktury źródeł energii elektrycznej w tym kraju. Stąd wynika wniosek, że produkcja materiałów i urządzeń w krajach o strukturze wytwarzania energii elektrycznej opartej na czystych źródłach, jak energia wodna lub jądrowa, powoduje mniejsze emisje CO_2 niż w krajach wytwarzających energię elektryczną w oparciu o spalanie węgla.

Założenie to przyjęto w największym na świecie studium wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko zwanym ExternE i realizowanym konsekwentnie przez Unię Europejską już przez ponad 15 lat. Obecnie założenie to jest przyjmowane jako oczywiste przez wszystkich zajmujących się porównawczymi studiami wpływu energetyki na środowisko i zdrowie człowieka. Jeśli wiemy, ile energii trzeba było zużyć do wyprodukowania danego urządzenia lub materiału, to możemy znając strukturę elektroenergetyki w danym kraju określić, jaka była związana z tym emisja CO_2. Bilans energetyczny danego źródła energii rozpatrywany w całym cyklu życia ma więc zasadnicze znaczenie dla oceny roli tego źródła w ograniczaniu lub powiększaniu emisji CO_2. Oznacza to, że wytworzenie pewnego urządzenia może wiązać się z większą lub mniejszą emisją CO_2 w zależności od kraju gdzie odbywa się produkcja, np. produkcja ogniw fotowoltaicznych powoduje mniejszą

emisję CO_2 we Francji, gdzie zużywa się energię elektryczną z niskoemisyjnych elektrowni jądrowych i wodnych, niż w Polsce, gdzie dla produkcji energii elektrycznej trzeba spalać węgiel. Te różnice uwzględnia się sporządzając bilans emisji CO_2 dla określonych urządzeń. Bilans ten jest więc efektem dwóch składowych – ilości potrzebnej energii i struktury elektroenergetyki w kraju producenta.

Należy przy tym pamiętać, że własności każdego z gazów cieplarnianych są odmienne. Aby móc porównywać emisje gazów cieplarnianych z różnych źródeł określono dla każdego z nich jego potencjał powodowania efektu cieplarnianego (Global warming potential) w stosunku do takiej samej ilości dwutlenku węgla CO_2. Według oceny IPCC z 2001 r. metan CH_4 i tlenek azotu (N_2O) powodują efekt cieplarniany 23 i 296 razy silniejszy niż CO_2 W przypadku innych działań, wymagających nie energii elektrycznej lecz cieplnej, znajduje się odpowiednie emisje uwzględniając równoważnik emisji, określony dla każdego rodzaju paliw – jak olej napędowy do silników diesla. Ale bilans emisji gazów cieplarnianych nie ogranicza się do zużycia energii – uwzględnia się także materiały potrzebne w całym cyklu życiowym, np. związki chemiczne, na wyprodukowanie których trzeba było zużyć pewną energię, a nawet pierwiastki, np., siarka lub żelazo, których wydobycie wymagało wkładu energii. Pojawiło się nowe pojęcie – „*embodied energy*" czyli energii zawartej w danym materiale, i opracowywane są bilanse energetyczne nie tylko dla określonych przedsięwzięć, ale i dla całych rejonów kraju [2].

Analiza ilości energii zużywanej w całym cyklu życia elektrowni jądrowej - lub elektrowni innych typów - ma też istotne znaczenie ze względu na określenie, jaka jest *intensywność energetyczna*, to jest stosunek energii, jaką musimy włożyć, do energii, jaką uzyskujemy w całym cyklu. Im mniejsza jest intensywność energetyczna tym lepiej – i tym krótszy jest czas zwrotu energii włożonej, zwanej też długiem energetycznym.

Wobec tego, że już po zwróceniu długu energetycznego elektrownie mogą jeszcze długo pracować, wprowadzono pojęcie krotności wkładu energetycznego, a więc stosunku ilości energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownię w ciągu całego okresu jej życia do energii potrzebnej w odpowiednim cyklu paliwowym. Umożliwia to rozróżnienie elektrowni pracujących długo i niezawodnie od innych, pracujących krótko.

1.2. Metody oceny potrzebnych nakładów energetycznych

Metody ocen w całym cyklu życia *(Life cycle assessment – LCA)* dzielą się na analizę łańcucha procesów *(process chain analysis - PCA)* i analizę nakładów i efektów (*input/output I/O*), ale stosowane są także metody mieszane (*hybrydowe*). Analiza LCA wymaga dużo czasu i wysiłku, a wynik końcowy zależy od dostępności danych a także od przyjętych założeń odnośnie czasu pracy użytecznej, sprawności cieplnej, rodzaju paliwa itp.

Metoda analizy łańcucha procesów PCA to technika sumowania od dołu do góry emisji powodowanych przez określone procesy przemysłowe i operacje potrzebne do wytworzenia produktu analizowanego metodą PCA. Jest to metoda dokładna, ale wymagająca dużego nakładu pracy. PCA jest wykonywana dla określonych granic systemu, zwykle dobieranych tak by emisje poza dolną i górną granicą tego obszaru były pomijalnie małe. Pozwala ona na uwypuklenie czynników decydujących o emisjach i podjęcie decyzji o potrzebnych modyfikacjach.

Przy zastosowaniu metody PCA do ocen emisji gazów cieplarnianych konieczna jest znajomość wielkości tej emisji dla wszystkich materiałów i operacji występujących w analizowanym procesie. W ostatnich latach dzięki rosnącej wadze spraw związanych z efektem cieplarnianym pojawiają się coraz obszerniejsze zestawienia wielkości emisji CO_2 przypadających na różne materiały.

Wobec tego, że metodą analizy łańcucha procesów PCA nie można w praktyce objąć całokształtu gospodarki, jasne jest, że stosowanie PCA pociąga za sobą pewne błędy wynikające z odcięcia na granicach systemu, co powoduje niewielkie zaniżenie ilości potrzebnych wkładów energetycznych. Jednakże błędy te mogą być bardzo małe. Niepewność wynikająca z przybliżeń, jakie wprowadzamy modelując skomplikowane procesy, jest prawdopodobnie większa niż błąd powodowany pominięciem marginesowo małych wkładów.

W przeciwieństwie do PCA, metoda nakładów i efektów I/O polega na podejściu statystycznym z oceną prowadzoną z góry na dół. W metodzie I/O dzieli się całą gospodarkę krajową na określone sektory. W oparciu o ekonomiczne nakłady i efekty gospodarcze w poszczególnych sektorach metoda I/O wytwarza strumienie energii i związane z nimi emisje [3]. Na przykład baza dla metody I/O zawiera szacunki ilości energii potrzebnej do wyprodukowania pewnej klasy produktów i kategorii usług [4]. Pozwala to na stwierdzenie, jaki jest wskaźnik nakładu energii na jednostkę dochodu krajowego, określany np. w GJ/Euro.

Takie podejście jest łatwiejsze, ale znacznie mniej dokładne. Sektory I/O mogą być zbyt ogólne, przez co nie spełniają wymagań analizy w cyklu całego życia LCA. Metody I/O mogą prowadzić do błędów, gdy rzeczywista energochłonność procesu różni się od wielkości przeciętnej w danym sektorze [5]. Według wielu danych literaturowych studia w całym cyklu życia oparte wyłącznie na podejściu I/O dają wyniki o około 30% wyższe od wyników otrzymywanych metodą PCA, a w przypadku energetyki jądrowej wyniki mogą być nawet dwukrotnie wyższe [6].

Dobór metody analizy jest szczególnie kontrowersyjny w przypadku budowy elektrowni jądrowej. Zwolennicy metody I/O twierdzą, że jest ona lepsza, bo uwzględnia wszystkie wkłady energetyczne, które zaistniały zanim materiały zostały dostarczone do EJ. Np. nakłady energetyczne potrzebne na zbudowanie wagonów kolejowych przewożących materiały na miejsce budowy są odzwierciedlone w cenie przewozu materiałów koleją, natomiast zwykle nie są uwzględniane w metodzie analizy procesu. Z drugiej strony, cena przewozu obejmuje i inne składowe, np marżę zysku dla przewoźnika – a ten zysk może być różny w zależności od warunków rynkowych, a nie od bilansu energetycznego, Ponadto w przypadku elektrowni jądrowej koszty pracy ludzkiej w fazie projektowej oraz koszty zapewnienia jakości są bardzo duże, a nie pociągają za sobą takich nakładów energetycznych jak produkcja rur stalowych czy chemikaliów. Oprocentowanie kapitału w czasie budowy także silnie wpływa na koszty elektrowni, a oczywiście nie pociąga żadnych wydatków energetycznych. Dlatego metodę określania energii na drodze przeliczeń ekonomicznych można stosować tylko w ograniczonym zakresie, z wyraźnym uwzględnieniem podziału kosztów na elementy składowe.

Tam, gdzie prowadzenie analizy metodą PCA jest możliwe, daje ona wyniki niewątpliwie najbliższe rzeczywistości. Tam natomiast, gdzie trzeba byłoby wykroczyć daleko poza ramy rozważanego procesu, można stosować metodę I/O jako narzędzie uzupełniające, używane wyłącznie do oceny procesów drugorzędnych, o mniejszym wpływie na bilans całego procesu [7] . Dzięki wprowadzeniu i stałemu doskonaleniu baz danych takich jak Ecoinvent lub U.S. Life Cycle Inventory Database metody PCA są coraz szerzej stosowane i obecnie są uznawane za najbardziej miarodajne.

2. BILANS ENERGETYCZNY DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ

2.1. Oceny bilansu energetycznego

Oceny ilości energii potrzebnej w całym cyklu energetycznym począwszy od produkcji materiałów do budowy elektrowni jądrowej, poprzez pozyskanie paliwa aż do likwidacji elektrowni jądrowej i unieszkodliwienia odpadów są dostępne z różnych źródeł, a ich zgodność z prawdą sprawdzana jest przez niezależna organizacje i agencje rządowe.

Natomiast przeciwnicy energetyki jądrowej opierają się na twierdzeniach pp. Storm van Leeuwena i Smitha, których w dalszym tekście będziemy nazywać SLS [8]. Zaletą ich pracy jest zwrócenie uwagi na wkład energetyczny i odpowiednie emisje CO_2 związane z uzyskiwaniem uranu z rudy ubogiej, jaka według pesymistycznych scenariuszy rozwoju energetyki jądrowej będzie eksploatowana w przyszłości po wyczerpaniu zasobów rud bogatszych w uran. Jednakże założenia i rezultaty pracy SLS z 2005 r. i jej aktualizacji z października 2007 r. [9], opartej głównie na pracach sprzed 1975 roku, są sprzeczne z danymi i wynikami aktualnej literatury technicznej omawiającej ten sam temat. Są to naprzykład:

- Vattenfall (2004; 2005) [10]: Studium w cyklu całego życia (LCA) dla Deklaracji Wpływu EJ na Środowisko (Environment Product Declaration) opracowanej wg wymagań prawa szwedzkiego i kontrolowanej przez niezależne agencje. Emisja gazów cieplarnianych dla szwedzkich reaktorów wodnych PWR i BWR z uwzględnieniem pozyskiwania uranu, jego wzbogacania, likwidacji EJ i unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych wynosi wg tego studium poniżej 4 g (CO_2-eq)/kWh. Budowa i likwidacja kopalni, zakładów konwersji wzbogacania i produkcji paliwa nie jest w to wliczona, ale autorzy twierdzą, że błąd z tego tytułu nie przekracza 2%
- BE (2005) [11]: Studium w cyklu całego życia (LCA) dla Deklaracji Wpływu EJ na Środowisko dwóch bloków z reaktorami AGR w EJ Torness, wskazujące że emisje gazów cieplarnianych wynoszą 5 g(CO_2)/kWh. Gdyby w EJ Torness wykorzystywano rudę z kopalni Olympic Dam do zaspokojenia 100 % potrzeb elektrowni, to przy pesymistycznym założeniu, że 25% całej energii zużytej w kopalni pochłania uzyskanie uranu, emisje z EJ Torness wzrosłyby do 6.85 g(CO_2)/kWh.
- SDC (2006) [12]: Przegląd 31 studiów omawiających cykl paliwowy reaktorów LWR; Zakres emisji w 30 opracowaniach wynosi od 2 do 77 g(CO_2)/kWh, z czego tylko 3 prace podają wartości >40 g(CO_2)/kWh. Wartości te występują w przypadku przyjmowania założenia, że wzbogacanie uranu następuje przy użyciu metody dyfuzyjnej, wielokrotnie bardziej energochłonnej niż metoda wirówkowa. Jedyna praca, która podaje 140-230 g(CO_2)/kWh to publikacja organizacji antynuklearnej WISE (oparta na wynikach SLS)
- Weisser (2007) [13]: Przegląd aktualnych studiów metod wytwarzania energii elektrycznej w cyklu całego życia (LCA); w czterech studiach dotyczących reaktorów LWR wyniki leżą w zakresie 3-24 g(CO_2-eq)/kWh.
- Fthenakis i Kim (2007) [14]: Studia w cyklu całego życie LCA dla ogniw fotowoltaicznych i elektrowni jądrowych w specyficznych warunkach USA, zakres dla LWR wynosi od 16-55 g(CO_2-eq)/kWh, przy czym wartości wyższe odpowiadają dyfuzyjnej metodzie wzbogacania uranu.

- Dones (2003; et al. 2005) [15]: Studia w cyklu całego życie LCA dla reaktorów LWR w Unii Europejskiej i w Szwajcarii, a także studia dla innych źródeł energii (Dones et al. 2004) [16]; Zakres dla LWR to 5-12 g(CO_2-eq)/kWh (najniższa wartość dla wzbogacania wirówkowego, najwyższa dla wkładu ze wzbogacania dyfuzyjnego.

Największą składową bilansu energetycznego jest energia potrzebna na wzbogacanie uranu – przy wzbogacaniu dyfuzyjnym stanowi ona ponad połowę całej potrzebnej energii w cyklu całego życia. W przypadku stosowania techniki wirówkowej energia potrzebna na wzbogacenie jednostki masy uranu jest znacznie niższa. W odniesieniu do całego cyklu okazuje się, że wydatki energetyczne na cykl z wirówkami są ponad trzy razy niższe niż na cykl ze wzbogacaniem dyfuzyjnym.

Wobec tego, że oceny prowadzimy dla całego cyklu życia elektrowni jądrowej, istotną sprawą jest przyjęcie, jakiego okresu pracy użytecznej możemy oczekiwać. Jednym z najważniejszych czynników określających liczbę lat eksploatacji jest liczba cykli termicznych, szczególnie cykli z szybkimi zmianami temperatur, jakie zachodzą podczas eksploatacji elektrowni jądrowej. Innym bardzo ważnym czynnikiem jest wzrost kruchości zbiornika reaktora w miarę jego napromieniowania. W początkowym okresie rozwoju energetyki jądrowej projektanci reaktorów określali pesymistycznie ich czas pracy na 30 lub 40 lat. Doświadczenie pokazało, że elektrownie jądrowe pracują znacznie bardziej stabilnie niż początkowo oczekiwano i liczba cykli cieplnych obciążających np. materiały wytwornic pary jest dużo mniejsza niż przewidziana w projekcie. Oznacza to, że można te wytwornice eksploatować dłużej.

Inne elementy elektrowni jądrowej mają także mniejsze liczby cykli termicznych, a ich korozja i erozja postępuje wolniej niż przewidywano, co pozwala na przedłużenie ich okresu pracy użytecznej. Równolegle dzięki ulepszonym systemom gospodarki paliwem w rdzeniu zredukowano strumień neutronów padających na ścianki zbiornika reaktora, co umożliwia znaczne przedłużenie jego okresu użytecznej pracy. W efekcie tych i innych osiągnięć szereg elektrowni jądrowych w USA wystąpiło o zezwolenie na przedłużenie okresu pracy użytecznej do 60 lat, i ponad 50 elektrowni otrzymało już takie zezwolenia. Elektrownie jądrowe generacji III+ takie jak EPR, AP1000 czy ESBWR są od początku projektowane na 60 lat pracy użytecznej. Taki okres będziemy więc przyjmować w dalszej analizie.

2.2. Energia uzyskiwana w EJ

Zasadniczym punktem odniesienia dla wszelkich analiz nakładów energetycznych na cykl paliwowy jest ustalenie, jaką energię można w tym cyklu uzyskać. SLS [9] podają, że reaktor odniesienia o charakterystyce zbliżonej do reaktorów III generacji zużywa rocznie 162.35 tony uranu naturalnego, co przy współczynniku obciążenia 0.82 daje energię elektryczną brutto

*E*gross = 25.86 PJ/rok = 7.183•TWh/rok

Lub na tonę uranu naturalnego 159,3 TJ(el)/t(Unat).

Wobec tego, że w bilansach energetycznych występuje energia cieplna (TJ(t) i energia elektryczna TJ(el) a do uzyskania 1 TJ(el) trzeba zużyć średnio 3 TJ(t), przyjęto zasadę, że w razie sumowania mnoży się energię elektryczną przez 3 i sumuje się ją z energią cieplną. Produkcję energii elektrycznej z EJ będziemy więc mnożyć przez 3 i podawać ją w jednostkach energii cieplnej. Energia cieplna otrzymywana z reaktora w ciągu roku wyniesie więc 77.58 PJ(t)/a, a z tony uranu naturalnego 478 TJ(t)/t(Unat)

Przy produkcji z EJ wynoszącej 7,183 TWh rocznie, przez okres 40 lat otrzymamy:

7.183 TWh/rok x 40 lat x 3600 s/h = 1.034 10^6 TJ(el) = 1034 PJ(el) = 3103 PJ(t).

Parametry przyjęte powyżej odpowiadają wartościom, które uzyskiwano podczas pracy EJ ponad 20 lat temu. Obecnie głębokości wypalenia paliwa sięgają 60 000 MWd/t, dzięki czemu ilość energii uzyskiwanej z jednostki masy uranu jest większa. Przyjmijmy jednak dane SLS, by mieć wspólny punkt odniesienia do dalszych ocen.

Tabela 1. Energia uzyskiwana w cyklu uranowym jednokrotnym otwartym.

Rodzaj energii	EJ 1 GWe	EJ 1 Gwe przez rok	TJ/tU nat	Z EJ 40 lat	Z EJ 60 lat
Cieplna	-	77.58 PJ(t)	478 TJ(t)/tUnat	3103 PJ(t)	4654 PJ(t)
Elektryczna	7.183 TWh	25.86 PJ(el)	159.3 TJ(el)/tUnat	1034 PJ(el)	1551 PJ(el)

2.3. Energia potrzebna na wydobycie i oczyszczenie uranu

Jak wykazano w analizie ilości energii potrzebnej na pozyskanie tlenku uranu [17], przy wykorzystywaniu obecnie dostępnego uranu wkład energetyczny związany z wydobyciem i oczyszczeniem rudy oraz późniejszą rekultywacją kopalni jest mały. Przyjmując za reprezentatywną kopalnię Ranger, w której wydobywana jest ruda uranowa o zawartości 0,234 % U_3O_8 otrzymano potrzebną energię równą 788 GJ(t)/t(U) tzn. 0,16% energii uzyskiwanej z 1 tony uranu naturalnego równej 478 TJ(t)/t(U).

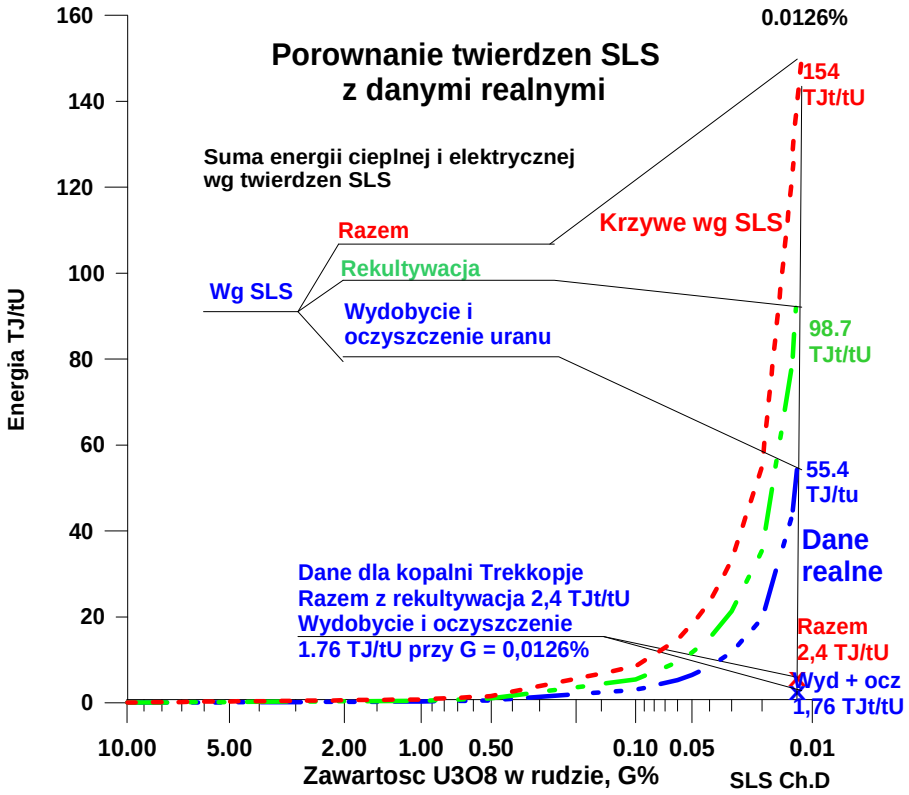
Aby uwzględnić oczekiwane wydobywanie uranu z rud ubogich, wprowadźmy do bilansu również liczbę odpowiadającą nakładowi energii na wydobycie i oczyszczenie rudy uranowej oraz na rekultywację w przyszłości kopalni Trekkopje w Namibii, w której ruda ma średnią zawartość U_3O_8 równą 0.0126%. Jest to wartość, przy której zdaniem przeciwników energetyki jądrowej nie można w ogóle uzyskać dodatniego bilansu energetycznego w cyklu uranowym, bo rzekomo leży ona za progiem odpowiadającym „urwisku energetycznemu" to jest gwałtownemu wzrostowi energii potrzebnej na pozyskanie uranu. Jak udowodniono na podstawie danych technicznych kopalni Trekkopje w pracy autora [17], jest to 2482 GJ(t)/t(U) , a więc 0,519% energii uzyskiwanej z tej rudy w elektrowni jądrowej.

Z rysunku 1 widać, że SLS podawali wielkość potrzebnej energii jako sumę energii cieplnej i elektrycznej dodawanej bezpośrednio bez uwzględnienia, że energia elektryczna jest zwykle mnożona przez 3 by uzyskać równoważna energię cieplną. Natomiast wielkość energii dla kopalni Trekkopje obliczona przez autora i pokazana na rysunku jako „*Dane realne*" uwzględnia wszystkie rodzaje energii i przelicznik E= E(t) + 3 E(el). Mimo to wynosi ona 2,4 TJ/tU i jest 50 razy niższa od liczb podawanych przez SLS.

Sprawdźmy więc, czy wydobycie rudy ubogiej, takiej jak w Trekkopje, jest opłacalne energetycznie. Przyjmując zgodnie z ocenami SLS, że do pracy EJ na mocy 1000 MWe dającej 7.1 TWh rocznie potrzeba 162.5 ton uranu naturalnego, otrzymujemy nakład energii potrzebny na wydobycie i oczyszczenie uranu w ciągu 60 lat pracy EJ równy:

2,48 TJ(t)/T(U) x 162.5 t(U) x 60 lat = 24 180 TJ(t) = 24,2 PJ(t)

Wielkość ta obejmuje już rekultywację kopalni. Jest ona znacznie większa od wartości podawanych dla obecnie eksploatowanych kopalni uranu, ale nic dziwnego, przecież założyliśmy wykorzystanie rudy bardzo ubogiej, która zdaniem SLS i dziesiątków innych przeciwników energii jądrowej nie nadaje się wcale do wykorzystania!



Rys. 1. Dane realne są dziesiątki razy niższe od danych wg twierdzeń SLS.

Wobec tego, że znaczna część uranu jest produkowana jako produkt uboczny w kopalniach wydobywających inne minerały, a w przyszłości oczekujemy wydobywania uranu ze złóż fosfatu, warto zaznajomić się z informacjami podawanymi w deklaracjach wpływu na środowisko dla EJ Torness i EJ Forsmark odnośnie kosztów energetycznych wydobywania uranu w kopalni Olympic Dam.

W kopalni Olympic Dam w Południowej Australii wykorzystuje się rudę o niskiej zawartości uranu (0.05% wagowych). Szczegółowy i zweryfikowany przez niezależny audyt opis wpływu kopalni Olympic Dam na środowisko jest dostępny w internecie [18]. Podane jest także krótkie zestawienie wkładów energetycznych [19].

Zasoby kopalni obejmują 374 miliony ton rudy zawierającej 2,1 %Cu, od 0,04% do 0.07% U_3O_8 [20] i 91,700 uncji złota. Kopalnia zużywa dziennie 30 tys. m^3 wody [21], przesyłanej rurociągami ze źródeł wody artezyjskiej oddalonych o 200 km. Wydobycie roczne wynosi 2104 tys ton miedzi i 3963 tony uranu, ponadto złoto i srebro. Dzięki zainstalowaniu dwóch kolumn pulsacyjnych współczynnik uzysku uranu z roztworu podniesiono z 90% do 97%.

Dane te wykazują, że kopalnia Olympic Dam dostarcza dostatecznie dużo uranu by utrzymać w ruchu 24 EJ o mocy 1000 MWe każda, wytwarzające łącznie 620 PJ(t). Energia zużywana przez kopalnię jest równoważna 0,22 GW-roku = 6.8 PJ. Zysk energetyczny jest ponad 90-krotny. Koszty energetyczne kopalni Olympic Dam obejmują także energię potrzebną do wydobycia i wytopu ogromnych ilości miedzi, stanowiącej główny produkt kopalni. Gdyby przyjąć z wielkim zawyżeniem, że cała energia jest zużywana tylko na uzyskanie uranu, to nakłady energii wyniosłyby 6.8 PJ/3963 t(U) = 1.71 TJ(t)/t(U).

W rzeczywistości w kopalni Olympic Dam uran uzyskuje się jako produkt uboczny, a głównym produktem wydobycia jest miedź. Raport ISA (2006) [22] cytuje wyniki własnych obliczeń kopalni Olympic Dam opartych na podziale strumieni energii, według których potrzeba 0.012 GJ energii "*na każdą tonę rudy uranowej, którą kompletnie przetwarzamy (od wydobycia do produktu finalnego*)". Odpowiada to energii 0.012/0.7/0.848 = 20 GJ/tU = 0.02 GJ/kgU dla rudy uranowej o zawartości uranu 0.07% (zidentyfikowane rezerwy rudy), lub 0.041 GJ/kgU dla rudy o zawartości 0.04% U (całkowite zasoby). Natomiast zastosowanie wzoru podanego w pracy SLS [8, rozdz. 2] dałoby dla rudy miękkiej lub twardej o zawartości 0.07% U_3O_8 intensywność energii odpowiednio 4.4 GJ/kgU lub 10.6 GJ/kgU. Przy rudzie 0.04% intensywność energii wyniosłaby odpowiednio dla miękkiej i twardej rudy 8.2 GJ/kgU i 19.5 GJ/kgU.

Jak widać, w przypadku Olympic Dam wzory podane przez SLS prowadzą do wyników setki razy wyższych niż dane rzeczywiste. Przy użyciu wzorów podanych przez SLS otrzymuje się ilość energii potrzebną do uzyskania uranu z kopalni Olympic Dam produkującej około 4000 ton uranu rocznie równą produkcji dwóch elektrowni o mocy 1000 MWe pracujących przez cały rok. Jest to więcej, niż cała energia produkowana w Południowej Australii i około 10 razy więcej niż energia rzeczywiście zmierzona przez kopalnię.

Nakłady energii w kopalni Olympic Dam są sumą energii potrzebnej do wydobycia wszystkich minerałów, a więc nie tylko uranu ale i miedzi, złota i innych. Jest to więc górna granica energii, jaką można przypisać wydobyciu uranu. Tak więc można stwierdzić, że nakłady energetyczne nawet przy bardzo ubogiej rudzie uranowej dają 50-krotny zysk energetyczny. Ruda o zawartości uranu poniżej 0,01% U_3O_8 nadaje się do wykorzystania nawet zakładając nierealistycznie, że w ciągu 50 lat nie nastąpi żaden postęp techniczny w metodach wydobycia i oczyszczania rudy. Wg Deffeye& MacGregor [23] ilość uranu w rudzie ubogiej o zawartości od 0,01 do 0,02% U3O8 jest 20 razy większa niż w rudzie o zawartości uranu powyżej 0,02% U3O8. Okazuje się, że przy zastosowaniu poprawnych współczynników i wzorów metodyka stosowana przez SLS prowadzi do wniosku, że ani brak uranu ani bilans energetyczny przy wydobyciu i oczyszczeniu rudy nie będą problemem dla energetyki jądrowej w przewidywalnej przyszłości.

Sprawdźmy więc nakłady energii potrzebne dla pozostałych etapów cyklu energetycznego.

2.4. Konwersja U3O8 na UF6

Po uzyskaniu tlenku uranu U3O8 jest on przekształcany w gazowy UF6 aby umożliwić jego wzbogacanie, to jest zwiększenie frakcji rozszczepialnego izotopu U-235 w uranie. Konwersja następuje przez przemianę U_3O_8 w dwutlenek uranu UO_2, który następnie reaguje z fluorkiem wodoru (HF) tworząc UF_4, który z kolei łączy się z gazowym fluorem w reaktorze chemicznym ze złożem fluidalnym, w wynik czego powstaje UF_6. Reakcja UO_2 z HF zachodzi albo w suchym piecu do prażenia, albo na drodze procesu na mokro przy użyciu wodnego roztworu HF. Proces mokry wymaga znacznie mniej energii [24]. Konwersja na gazowy UF_6 jest konieczna niezależnie od tego, jaką metodę stosuje się do wzbogacania uranu.

Weis stwierdził, że proces mokry wymaga wkładu energii wynoszącego tylko 7 MWh_{th} / tU [24]. Stowarzyszenie australijskich producentów węgla (*Australian Coal Association*) podaje nakład energii wynoszący 21 MWh_{el} / tU i 155 MWh_{th} / tU [25], czyli w sumie 784 GJ(t)/tU. Rotty et al. podają zapotrzebowanie energii jako równe 14.6 MWh_el i 396 MWh_{th} ([26] pp. 63- 64), przy czym większość potrzebnej energii otrzymywana jest z gazu ziemnego. Liczba ta jest najwyższa ze wszystkich danych literaturowych i została przyjęta przez SLS. Wg nich, energia potrzebna na konwersję E(konw) wynosi:

$$E\ (konw) = 1{,}478\ TJ/tU.$$

Dones podaje, na podstawie aktualnych danych technicznych, wartość 1 TJt/tU, a więc wybraną z zapasem nawet w stosunku do ocen producentów węgla, którzy przecież oceniają energię jądrową z punktu widzenia konkurencji. W aktualnej pracy specjalistów od energii odnawialnych Fthenakisa i Kima [27] nakłady energetyczne na konwersję i produkcję paliwa są pominięte jako małe w stosunku do innych wydatków energii w całym cyklu.

2.5. Wzbogacanie

2.5.1. Energia potrzebna do wzbogacania w układzie dyfuzyjnym i wirówkowym

Wobec tego, że izotopy uranu mają takie same własności chemiczne, wzbogacanie następuje w drodze wykorzystania ich różnicy masowej. W metodzie dyfuzji gazowej wykorzystujemy fakt, że cięższy izotop U-238 dyfunduje wolniej niż lżejszy U-235. Wzbogacenie od 0.7% do 3% U-235 wymaga około 1,000 kolejnych stopni separacji kaskadowej. Proces dyfuzyjny stosowany jest jeszcze w USA i we Francji, ale jego udział maleje na korzyść wzbogacania wirówkowego. Przy wzbogacaniu w wirówkach gazowych ciśnienie cząstkowe dwóch gazów zawartych w mieszaninie gazowej wirującej w obracającym się cylindrze zależy od ich masy. Siły odśrodkowe powodują występowanie gradientu koncentracji w kierunku promieniowym, przy czym cięższy izotop skoncentrowany jest w warstwie zewnętrznej, a lżejszy w środku cylindra. Wzbogacenie od 0.7% do 3% U-235 wymaga około 10 kolejnych kaskad separacji. Obecnie zakłady wirówkowe stanowią dużą większość zakładów wzbogacania uranu (w Rosji, Niemczech, W. Brytanii, Holandii, w Chinach i w Japonii) i udział ich stale rośnie.

Stosowane są także inne metody wzbogacania, wśród których najbardziej obiecującą jest technika laserowa. Widmo energetyczne danego izotopu, a więc i jego energia jonizacji zależą od jego masy. Przy użyciu mono-energetycznych wiązek laserowych można wybiórczo jonizować wybrany izotop, który następnie zostaje odfiltrowany przy użyciu pola elektrostatycznego. Metoda laserowa wymaga znacznie mniej energii niż wirówkowa, ale nie jest jeszcze w pełni opanowana. Pierwszy zakład wzbogacający uran metodą laserową zostanie uruchomiony w 2012-13 r. w USA, obecnie testowa pętla jest w fazie prób a amerykański dozór jądrowy (NRC) rozpatruje wniosek o pozwolenie na budowę i eksploatację zakładu [28].

Wzbogacanie uranu stanowi największą pozycję w bilansie energetycznym jądrowego cyklu paliwowego. Nakład pracy na wzbogacanie zależy od progu odcięcia, poniżej którego traktuje się uran jako odpad. Na przykład, aby wyprodukować 1 kg uranu o wzbogaceniu 3% U-235 potrzeba 3.8 jednostek pracy przy wzbogacaniu (*separation work units-SWU*) jeżeli stosuje się próg wzbogacenia odpadów (*tails assay*) równy 0.25%, lub 5.0 SWU, jeśli wybierze się próg wzbogacenia odpadów równy 0.15%. Przy niższym progu zaoszczędzamy uranu, bo na wsad potrzeba tylko 5.1 kg zamiast 6.0 kg U naturalnego.

Dla wzbogacenia paliwa ładowanego corocznie do reaktora wodnego LWR (*light water reactor)* o mocy 1000 MWe potrzeba około 100-120 tys. SWU. Koszty wzbogacania zależą silnie od ilości zużytej przy tym energii elektrycznej. Proces dyfuzji gazowej zużywa około 2500 kWh (9 GJ) na SWU, natomiast nowoczesne zakłady wzbogacania wirówkowego potrzebują tylko 50 kWh (180 MJ) na SWU (a wg Donesa 40 kWh) [29].

W ocenach SLS przyjmuje się, że w przyszłych zakładach wzbogacania będą stosowane obie te metody, tak jak w chwili obecnej. Natomiast realistyczne przewidywania podają, że około 2020 roku znikną z rynku ostatnie zakłady wzbogacania dyfuzyjnego, a pozostaną tylko zakłady z wirówkami lub nowsze zakłady stosujące wzbogacanie metodą laserową, która wymaga jeszcze mniej energii. Wobec tego, że bilans energetyczny robimy z myślą o sytuacji w połowie XXI wieku, można śmiało

przyjąć, że energia potrzebna na wzbogacanie nie będzie większa niż zapotrzebowanie energetyczne technologii wirówkowej.

Wg SLS cytujących dane z 1976 roku dla dyfuzji gazowej, nakład energetyczny na wzbogacanie wynosi E(dyf) = 11 GJ/SWU, przy czym stosunek energii cieplnej do elektrycznej wynosi:

$$R = E(t)/E(el) = 0{,}083,$$ a straty technologiczne wynoszą 0,5%.

Dla oceny metody wirówkowej SLS przyjęli dane Kistemakera z 1975 r., odnośnie nakładów energetycznych na budowę zakładów wzbogacania, oraz przyjęli arbitralnie, że energia potrzebna w toku eksploatacji wirówek będzie wynosiła:

$$E(wir) = 1{,}76 \text{ GJ/SWU, przy } R = E(t)/E(el) = 21$$

Dodając postulowaną energię potrzebną na eksploatację do postulowanej energii potrzebnej na budowę SLS uzyskali postulowaną jednostkową wielkość nakładów energetycznych przy wzbogacaniu wirówkowym

$$E(wir) = 3.1 \text{ GJ/SWU}$$

Jest to wartość 3.1/0.18 = 17.2 razy większa niż podawana wg danych technicznych przez WNA.

Następnie przyjmując, że wzbogacony uran wytwarzany jest w 30% w zakładach dyfuzyjnych a w 70% w zakładach wirówkowych, SLS otrzymują średni wydatek energii na wzbogacanie równy 5,47 GJ/SWU przy $R = E(t)/E(el) = 0{,}51$

Według Chapmana [30], który zwalczał energetykę jądrową, a więc nie może być posądzany o podawanie danych wygodnych dla jej obrońców, do otrzymania uranu o wzbogaceniu 3,5% potrzeba 5000 SWU/t(Uwzb) oraz 7.05 ton Unat/tUwzb. W przeliczeniu na tonę uranu naturalnego praca przy wzbogacaniu wymaga więc energii:

$$5000 \text{ SWU}/7.05 \text{ tUnat} \times 50 \text{ kWh/SWU} = 35461 \text{ MWh/tUnat} = 128 \text{ GJ(el)/tUnat.}$$

W ciągu 40 lat prac EJ daje to 128 GJ(el)/tU x 162.5 t Unat/a x 40 lat = 832 200 GJ(el)

Dones w raporcie z 1996 r. podał [31], że dla ówczesnych reaktorów PWR wzbogacenie paliwa wynosiło średnio 3,5%, czemu odpowiadała praca wzbogacania 4,52 SWU/kg U wzbogaconego, przy progu odcięcia 0,28%. Wartość tą potwierdza WISE, a więc organizacja przeciwna energetyce jądrowej w swojej ocenie powtórnego wzbogacania odpadów z procesu wzbogacania [32]. Zapotrzebowanie energii elektrycznej wynosiło wówczas (rok 1996) 2400 kWh/SWU dla metody dyfuzyjnej. W 2007 roku Dones podał dla metody wirówkowej, zgodnie z danymi URENCO, że nakład energii wynosi 40 kWh/SWU. [33] Metoda wirówkowa jest metodą preferowaną i za kilka lat nie będzie wzbogacania dyfuzyjnego, a tylko wzbogacanie wirówkowe. Zapotrzebowanie uranu naturalnego wynosiło przy tym progu odcięcia 7,49 kg U nat/kg U wzbog., co oznacza wagę uranu wzbogaconego w paliwie równą 21,7 ton rocznie.

Praca przy wzbogacaniu wynosi więc wg Donesa

162 500 kg U nat/a / (7,49 kg U nat/kg U wzbog.) x 4,52 SWU/kg U wzbog. x 40 kWh/(SWU x 40 lat = 157 GWh = 0.565 PJ(el)

WNA podaje zużycie energii elektrycznej w zakładach wirówkowych równe 63 kWh/SWU, a więc szacowane bardzo ostrożnie (niekorzystnie dla energetyki jądrowej). Wartość ta pochodzi z danych o nakładach energii w zakładach wirówkowych firmy URENCO w Capenhurst w okresie, gdy w zakładach prowadzono przebudowę i modernizację, a więc obejmuje nie tylko bieżące potrzeby pracy na wzbogacanie, ale i liczone z zapasem nakłady na budowę. Głębokość wypalenia uzyskiwana w obecnych EJ jest większa niż przyjmowana przez Chapmana w 1975 r. lub przez Donesa w 1996 roku, co oznacza, że z danej ilości uranu otrzymujemy więcej energii, a więc potrzebna ilość uranu i praca wzbogacania są mniejsze. W ciągu dekady 1980-1990 głębokość wypalenia w europejskich

PWR wzrosła z 33 do 45 MWd/tU, a obecnie maksymalne wypalenie to 60 MWd/tU i średnie to 52 MWd/tU. Z drugiej strony do osiągnięcia większej głębokości wypalenia potrzeba wprowadzić uran o wyższym wzbogaceniu – w więc wymagający więcej pracy przy wzbogacaniu. Przy rozpatrywaniu 40-letniego okresu pracy EJ, WNA otrzymało ilość energii potrzebnej na wzbogacanie równą 3.26 PJ(t) = 1.08 PJ(el) [34]. Wielkość tę jako wyższą od ocen Dones a i uwzględniającą cały cykl życia zakładów wzbogacania łącznie z ich budową będziemy przyjmować w dalszych rozważaniach.

2.5.2 Ucieczki gazów cieplarnianych podczas wzbogacania

W toku wzbogacania wirówkowego występują straty freonu ws postaci CFC i HFC. W zakładach w Capenhurst wynosiły one rocznie odpowiednio 630 i 710 kg, co przy produkcji rocznej 850 t SWU daje 7.4 10^{-4} kg/SWU i 8.4 10^{-4} kg/SWU. Dones założył pesymistycznie, że emisje te zachodzą w postaci związków chemicznych najbardziej niekorzystnych dla środowiska, co dało w wyniku emisje gazów cieplarnianych równoważne emisji 118 kg (CO_2 ekw)/GWh. Wartość ta odpowiada około 2% emisji CO_2 obliczanych dla cyklu jądrowego bez uwzględnienia tych gazów [16]

SLS zwracają uwagę czytelników, że w 2001 r. zakłady wzbogacania uranu w USA wyemitowały 405.5 tony freonu 114. W tym czasie amerykańskie EJ wyprodukowały 769 TWh. Freon-114 ma wskaźnik oddziaływania na globalne ocieplenie równy GWP = 9300 - 9800, co oznacza, że jednostka masy freonu-114 ma taki potencjał ocieplenia globalnego jak 9300 - 9800 jednostek masowych CO2. Oznacza to emisję gazów cieplarnianych w wysokości 5 gramów CO_2/kWh.

Rozumowanie SLS może być prawdziwe, ale odnosi się do sytuacji w USA, gdzie w 2001 r. pracowały tylko zakłady dyfuzyjnego wzbogacania uranu. Przyjmowanie przestarzałych danych amerykańskich jest nieuzasadnione przy rozważaniu technologii dzisiejszej, a tym bardziej jutrzejszej. W deklaracji wpływu na środowisko EJ Forsmark emisje gazów cieplarnianych oceniano na poziomie znacznie mniejszym niż liczby podane przez Donesa. Na str. 13 podano tam listę wszystkich emisji w cyklu jądrowym uwzględnionych przez Vattenfall. Emisje gazów cieplarnianych CFC określono tam jako równą 6.71x10^{-7} gram CO_2 ekwi./kWh. Wielkość uwolnień gazów cieplarnianych w amerykańskich zakładach dyfuzji gazowej jest nieistotny dla rozważań dotyczących Vattenfall, ponieważ EJ Forsmark nie korzystała w żadnym stopniu z uranu wzbogacanego w USA.

Oczywiście, w przypadku elektrowni pracujących z uranem o niskim wzbogaceniu składowa energii zużytej na wzbogacanie jest mała, a dla elektrowni z uranem naturalnym, jak np kanadyjskie reaktory CANDU, jest ona równa zeru.

2.6. Produkcja paliwa

Nakład pracy postulowany przez SLS wynosi:

E (prod paliwa) = 3.79 TJ/tU wzbogaconego w paliwie, przy R = E(t)/E(el) = 2.5

Dones podaje, że nakład energii na tonę paliwa wzbogaconego wynosi 700 GJ/tU wzbogaconego w paliwie. Przyjmując, że paliwo jest wzbogacone do 3.5% a więc na 1 kg uranu wzbogaconego przypada 7,49 kg U nat. otrzymujemy wg SLS energię 506 GJ/tU naturalnego, natomiast wg Donesa energię 93.45 GJ/t U naturalnego, czyli ponad 5 razy mniejszą.

2.7. Budowa elektrowni jądrowej

2.7.1 Nakłady energetyczne oceniane wg metody bezpośredniej lub poprzez wskaźniki globalne

Jak pisaliśmy na wstępie, nakłady energetyczne można oceniać albo bezpośrednio według danych technicznych dla wszystkich stosowanych przy budowie procesów, albo globalnie metodą I/O. Metodę tę zastosowano w pracy Rombough i Koena [35], przyjmując całkowity koszt średni dla EJ budowanych w styczniu 1971 roku (212 mln USD na 1000 MWe) i współczynnik przeliczeniowy w USA dla sektora budowlanego, przemysłowego i energetycznego z 1970 roku równy 68,2 MJ(t)/USD z 1970 r (Autorzy podają wskaźnik równy 65 000 Btu/USD z 1970 r. Wobec tego, że 1 Btu= 1,05 kJ, mamy 68,2 MJ(t)/USD z 1970 r). Dało to energię potrzebną na budowę EJ równą 1,4 10^{13} Btu = 14,7 1015 J = 14.7 PJ(t). Jednakże metoda I/O jest krytykowana nawet przez przeciwników energetyki jądrowej jako dająca wyniki zbytnio zawyżone.

Wg studium Uniwersytetu w Sydney ISA (Integrated Sustainability Analysis) analizy oparte na przeliczaniu całkowitych kosztów finansowych na energię należy odrzucić. Studium to podkreśla, że zarówno proces budowy jak i likwidacji EJ obejmuje wielkie koszty związane z uzyskaniem lokalizacji i opłatą za teren, prowadzeniem przewodów sądowych, uzyskiwaniem zatwierdzeń, licencjonowaniem, opóźnieniami, opłatami, podatkami, ubezpieczeniem, oprocentowaniem kapitału i zdalną rozbiórką EJ przy jej likwidacji. Dodajmy., że i zapewnienie jakości kosztuje wiele, a nie wymaga dużo energii. Trzeba więc dokonywać analiz ze szczegółową oceną poszczególnych wkładów przypadających na różne procesy by zapewnić, że tym procesom nie przypisuje się wysokiej energochłonności i dużego wpływu na emisję dwutlenku węgla.

Natomiast metoda globalnego przeliczania całych kosztów na energię według jednego globalnego wskaźnika stosowana przez SLS daje wyniki ewidentnie zawyżone. Podczas gdy SLS otrzymują wartość około 25 000 GWh/GWe, Wagner [36] otrzymał wynik równy 2,160 GWh_{th}/GWe. Najwyższa wartość otrzymana w analizie szczegółowej wyniosła 4,100 GWh_{th} (Chapman [37] 1974 r.). Autorzy ISA przyznają, że oceny te mogą być jeszcze zbyt wysokie ze względu na inne aspekty metody wkładów i efektów, przedstawione w studium ISA w rozdziale 3. Ostatecznie jednak w studium ISA przyjęto najwyższe wartości cytowane w literaturze opartej na analizie wkładów energetycznych i efektów tzn 4,100 GWh / GWel dla reaktora LWR, z czego energia elektryczna stanowi 10% zapotrzebowania. W sumie przeliczanie z kosztów finansowych na energię dało zapotrzebowanie energii na budowę reaktora wynoszące 4920 GW_{th}/GW_{el} to jest 17.7 PJt/GWe.

Jest to wartość znacznie większa od liczby 4 PJ(t) podanej w deklaracji wpływu na środowisko opracowanej przez EJ Vattenfall [38] i dostępnej także w Internecie jako arkusz kalkulacyjny Excela [39], którą cytuje jako najbardziej wiarygodną szereg źródeł, np. World Nuclear Association (WNA), australijski Uniwersytet w Sydney, który na zlecenie rządu Australii przygotował obszerną analizę cyklu jądrowego [409], prof. Sevior [41] z uniwersytetu w Melbourne, który skutecznie polemizował z SLS, a w ostatnim czasie rząd Wielkiej Brytanii [42].

Tabela 2 pokazuje źródła i ilości energii potrzebnej do wyprodukowania energii 1 kWh z EJ Forsmark. W tabeli ujęto energię potrzebną do budowy elektrowni, wydobycia i wzbogacenia uranu, przekształcenia go w paliwo, usuwania odpadów i likwidację elektrowni. Założono, że czas użytecznej pracy EJ Forsmark wynosi 40 lat. Dla wytworzenia 1 kWh potrzeba ponadto 0.026 grama uranu, który ulega rozszczepieniu dla wytworzenia energii potrzebnej we francuskich zakładach wzbogacania uranu dostarczających paliwo dla EJ Forsmark i dla wytworzenia ciepła w samej EJ Forsmark.

Tabela 2. Bilans energetyczny dla EJ Forsmark.

Źródło energii	Udział masowy	Równoważnik energetyczny	Wkład energii
Węgiel	0.467 gram	0.00676 kWh/gram	0.0031 kWh
Ropa	0.32 gram	0.011 k Wh/gram	0.0035 kWh
Węgiel brun.	0.234 gram	0.0038 kWh/gram	0.00089 kWh
Gaz ziemny	0.115 gram	0.015 kWh/gram	0.00173 kWh
Hydroelektr.	0.00146 kWh	1	0.00146 kWh
Drewno	0.041 gram	0.0042 kWh/gram	0.00017
Suma			0.0107 kWh

Widać stąd, że EJ Forsmark wytwarza 93 razy więcej energii niż wynosi suma wkładów energetycznych w całym cyklu jądrowym. Innymi słowy, nakład energii ze źródeł innych niż jądrowe potrzebny do pracy EJ przez 40 lat zwraca się w ciągu 5 miesięcy. Po normalizacji do 1 GWe mocy elektrycznej, energia użyta na zbudowanie i zlikwidowanie elektrowni jądrowej wynosi 4 PJ, i zwraca się w ciągu 1.5 miesiąca. Energia użyta na unieszkodliwienie odpadów radiacyjnych wynosi także 4 PJ i zwraca się w ciągu 1.5 miesiąca. W sumie jest to mniej niż 0,8% całej energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownię. Jest to bilans dla elektrowni jądrowej pracującej w cyklu otwartym, bez przerobu paliwa wypalonego, bo taką strategię stosują obecnie Szwedzi. W przypadku stosowania recyklingu paliwa potrzeby energetyczne w końcowej części cyklu paliwowego będą odpowiednio większe, ale z drugiej strony dzięki odzyskiwaniu paliwa potrzeby energetyczne na wydobycie i oczyszczenie uranu będą mniejsze. Nie mamy ocen bilansu energetycznego dla cyklu zamkniętego, ale analizy ekonomiczne wykonane przez Boston Economic Group w 2006 r. wykazały [43] że wydatki finansowe na cykl paliwowy są podobne w cyklu otwartym i zamkniętym. Można na tej podstawie wnioskować, że i nakłady energetyczne będą zbliżone.

Podobne wyniki uzyskał Dones [31], prowadzący na polecenie rządu Szwajcarii długoletnią pracę na temat inwentaryzacji wszystkich materiałów i emisji z różnych źródeł energii. Dla elektrowni jądrowych podał on jednostkowe nakłady materiałów potrzebnych dla reaktorów PWR i BWR pracujących obecnie w Szwajcarii oraz budowanych na świecie. Zestawienie tych wartości dla reaktorów PWR pokazano w tablicy 3 poniżej.

Tabela 3. Materiały dla EJ wg Dones [31].

Materiał	PWR 1000[a)]		AP 600, moc 600 MWe[b)]	
	t	kg/GWh	t	kg/GWh
Stal				
Elementy składowe	21 911	80,8	13 000	47,9
Konstrukcje	5570	20,6	3500	12,6
Stal zbrojeniowa	33 680	124,2	15 700	56,5
Miedź	1472	5,4	600	2,2
Aluminium	200	0,8	140	0.5
Beton 2,2 t/m3	372 000	1372	175 000	630
Cement azbestowy	5300	19,5	3700	13,7
Ropa	200	0,8	160	0,6
Drewno 0,5 t/m3	3360	12,4	2600	9,7
Suma		1636,5		775,5

- Dane dla EJ z PWR 1000 MWe przyjęto jak dla istniejących EJ w oparciu o dane techniczne EJ z PWR w KKG Goesgen. Dones przyjmował dla PWR 1000 moc 1000 MWe, sprawność 0,31, 40 lat, współ. obc. 0,77, energia 1GWe x 40 x 0,77 x 365 x 24 = 271 TWh,
- dla AP 600 Dones przyjął moc 600 MWe, 60 lat, wsp. obc. 0,87 czas budowy 3,5 roku sprawność 0,31, energia w ciągu życia 272 TWh. Masa łączna EJ wynosi więc 0.775 t/GWh x 272 000 GWh = 210.8 tys. Ton.

Na tej podstawie Dones [31] podaje zakres emisji CO_2 dla EJ jako 5-12 g(CO_2-eq)/kWh, przy czym dolna granica odpowiada wzbogacaniu wirówkowemu, a górna wzbogacaniu z wykorzystaniem układów dyfuzji gazowej. Energia potrzebna na budowę i likwidację EJ wg. Donesa wynosi

7.6 PJ(t) /GWe. Jest to wielkość bardzo bliska wielkości podawanej przez Vattenfall dla EJ Forsmark 3. Rząd brytyjski w swojej Białej Księdze ze stycznia 2008 – a więc w dokumencie najbardziej aktualnym i niewątpliwie najbardziej autorytatywnym - pisze na ten temat „*Nasze oceny emisji CO_2 w cyklu całego życia EJ oparte na takich dokumentach jak raporty Vattenfall i EJ Torness są robione z dużym zapasem bezpieczeństwa, ostrożne i łatwe do obrony*" [42]

Należy podkreślić, że rząd brytyjski, który przez szereg lat forsował rozbudowę OZE, zlecał wielu komisjom gruntowne przestudiowanie problemów energetyki jądrowej i przeprowadził wielomiesięczną ogólnonarodową dyskusję na jej temat, wypowiada swą opinię z całą odpowiedzialnością za jej konsekwencje.

2.7.2. Polemika SLS – Sevior i WNA

SLS próbowali zdeprecjonować [44] dane przytaczane przez WNA i przez prof. Seviora, twierdząc, że raport Vattentall obejmuje tylko bezpośrednie zużycie energii elektrycznej, a nie pełny zestaw wkładów energetycznych. Jednakże analiza arkusza kalkulacyjnego firmy Vattenfall, a także wymagań prawa szwedzkiego wobec deklaracji wpływu na środowisko, wykazuje, że deklaracja ta obejmuje wszystkie wkłady energetyczne. Bez tych wkładów nie byłoby możliwe opracowanie deklaracji wpływu na środowisko. Deklaracja ta podaje także oszacowanie wielkości wkładów energetycznych, które nie zostały bezpośrednio określone i podaje graniczne wielkości ich wartości. Na str. 14 deklaracji EPD z 2004 r. dostępnej w internecie [45] podano jednoznacznie wszystkie elementy, dla których brakowało danych szczegółowych i które w związku z tym ujęto przy pomocy szacunków uogólnionych. Wpływ tych uproszczeń został uznany przez organizację dokonującą audyt deklaracji za pomijalnie mały (poniżej 10%).

SLS twierdzą, że deklaracja dla Forsmark -3 obejmuje tylko paliwo i energię elektryczną bezpośrednio zużytą przy budowie EJ, a pomija wkłady związane z użyciem innych materiałów. W rzeczywistości – co łatwo można sprawdzić w internecie - deklaracja EPD jednoznacznie określa wkład energii zawarty w każdym z użytych materiałów w postaci węgla, gazu ziemnego, drewna i hydroenergii niezbędnej do budowy i likwidacji EJ. Zgodnie z wymaganiami prawa szwedzkiego [46] są to pełne nakłady energetyczne, a nie tylko ilość energii elektrycznej zużytej przy budowie. Gdyby nie były one objęte deklaracją, to deklaracja byłaby nieprawdziwa, ponieważ oznaczałyby zaniżenie emisji CO_2 powodowanych przez użycie energii jądrowej w firmie Vattenfall. Na takie fałszerstwo nie pozwoliłaby żadna organizacja kontrolująca ani tym bardziej rząd szwedzki sprawujący nadzór nad ocenami wpływu różnych zakładów na środowisko. Zestawienie opracowane przez Vattenfall jest również dostępne w internecie [47]. Prof. Sevior uzyskał od Caroline Setterwall z firmy Vattenfall potwierdzenie, że liczby podane w arkuszu kalkulacyjnym EPD oznaczają całkowitą energią użytą do budowy, a nie tylko energię elektryczną [48] .

Wszystkie szczegółowe zarzuty SLS zostały odparte przez prof. Seviora i w studium Donesa. I tak np. SLS twierdzą, że waga materiałów użytych w EJ o mocy 1000 MWe wzrosła do 800-1400 ton w końcu lat 90-tych. Tymczasem Dones w oparciu o dane techniczne EJ Goesgen podaje dla EJ z reaktorem PWR o mocy 1000 MWe wagę 1636,5 kg/GWh, co odpowiada wadze całej EJ równej 443

tys. ton, a dla nowoczesnej EJ z reaktorem AP600 wagę 210 tys. ton. Jak widać, oceny SLS są przesadzone kilkakrotnie i dla starych i dla nowych reaktorów.

SLS stosują systematycznie podejście oparte na metodzie I/O, z przeliczeniem nakładów finansowych na wkład energetyczny według współczynników całościowych określonych dla gospodarki danego kraju. Jednakże metoda ta daje dla EJ wyniki silnie zawyżone, ze względu na dużo większy niż w innych gałęziach przemysłu udział wysokokwalifikowanej pracy ludzkiej (np. na analizy bezpieczeństwa lub na dokumentację jakości urządzeń). W przypadku elektrowni oddawanych do eksploatacji w USA w latach 90-tych wyniki finansowe odzwierciedlają także długie okresy wstrzymywania budowy, gdy trwały procesy sądowe lub procedury administracyjne wstrzymujące rozruch, oprocentowanie kapitału włożonego w budowę trzeba było opłacać miesiąc po miesiącu. Gdy SLS przeliczają koszty EJ nie uwzględniając takich elementów, dostają oczywiście zupełnie nieprawdopodobne wielkości nakładów energetycznych.

Według ich oszacowań, nakłady na budowę EJ powodują emisję 2500-7500 ton CO_2. To oszacowanie jest znacznie większe niż dane techniczne wzięte z praktyki firmy Vattenfall, które po znormalizowaniu do EJ o mocy 1 GWe pracującej przy współczynniku obciążenia 0.85 przez 40 lat dają około 150 ton CO_2, jak widać na stronie 15 cytowanej deklaracji.

SLS powołują się przy tym na ocenę wykonaną dla Sizewell B w ramach brytyjskich ocen w programie ExternE w 1998 roku, wg której zbudowanie Sizewell B o mocy 1250 MWe spowodowało emisję 3740 ton CO_2. Przy założeniu, że przy spalaniu ropy dla uzyskania 1 MJ trzeba wyemitować 75 gramów CO_2 liczba 3740 ton CO_2 oznacza zużycie energii cieplnej 50 PJ. Taka wielkość energii byłaby o rząd większa od wielkości podanej przez Vattenfall.

Pozorna sprzeczność wynika stąd, że w wymienionym przez SLS studium ExternE dokonano przeliczenia kosztu budowy EJ na wydatek energii metodą I/O, która nie nadaje się do ocen dla energetyki jądrowej. W metodzie tej koszty poniesione zarówno na pracę jak i na odsetki od kapitału przelicza się zgodnie ze współczynnikiem dla gospodarki brytyjskiej używając odpowiedniego wskaźnika emisji CO_2 w danym sektorze gospodarki. Jak podawaliśmy powyżej, takie podejście nie zapewnia rzeczywistego określenia emisji gazów cieplarnianych ani nakładu energii. Jest to metodologia SLS, a nie zalecana metodologia oparta na analizie łańcucha procesów wytwarzania produktu. Bezpośrednie mierzenie nakładów energetycznych stosowane w deklaracji firmy Vattenfall nie daje okazji do takich błędów.

W oparciu o cytowane przez SLS studium brytyjskie po przeliczeniu na jednostkową emisję CO_2 na kWh otrzymujemy:

$$3740\ 10^9\ g\ /(1250\ 1000\ kW \times 40 \times 0.8 \times 360 \times 24 \times 3600\ ) = 3740\ 10^9\ g\ /\ 1244\ 10^{12}\ kJ = 3\ g/1\ 000\ kWs = 10.8\ g/kWh.$$

Argument ten wygląda na przekonywujący, ale gdy sięgniemy do źródła tych danych, to jest do raportu ExternE, okazuje się, że oszacowanie w studium brytyjskim było oparte na podejściu analogicznym do stosowanego przez SLS. Natomiast studium belgijskie, również wykonane w ramach ExternE, podaje, że całkowite emisje CO2 wynoszą 4.5 g/kWh, co zgadza się z danymi firmy Vattenfall podającej 3.5 g/kWh. Wielkość 4.5 g/kWh w studium belgijskim [49] obejmuje całkowite emisje zsumowane w ciągu całego cyklu życiowego EJ włącznie z budową elektrowni, eksploatacją, likwidacją, przerobem paliwa wypalonego i ostatecznym unieszkodliwianiem odpadów.

Uniwersytet w Sydney zauważył ponadto, że SLS podają całkowitą masę EJ jako równą 516 kt, a że według analizy SLS potrzebna energia wynosi 97 PJ, to wynikałoby stąd właściwe zapotrzebowanie energii na materiały reaktorowe równe 188 MJ/kg. Taka liczba jest wyższa niż liczby podawane w literaturze dla materiałów reaktorowych z wyjątkiem aluminium. Ilości energii naprawdę potrzebne to około 40 MJ/kg dla stali zbrojeniowej, 70 dla stali nierdzewnej, 1.5 dla betonu, , 100 dla miedzi, 6 dla cementu, i tylko dla Al mamy zakres wartości od 220 do 260. Jednakże aluminium nie stanowi istotnego wkładu w nakłady energetyczne dla EJ.

Vattenfall najlepiej może ocenić swe własne potrzeby energetyczne, a przedstawione przez Vattenfall liczby sprawdzała niezależna organizacja.

2.8. Eksploatacja elektrowni jądrowej

W pracy Rotty et al. podano wkład energii do silników diesla, chemikaliów, urządzeń i konserwacji jako równy 8.5 GWhel energii elektrycznej I 80 GWh_{th} energii cieplnej rocznie. Przeliczenie kosztu całej EJ wg średniego wskaźnika dla gospodarki narodowej dałoby wielkość około 120 US$/kWel/rok (dolary o wartości z 1990 r.) co zgadza się z liczba 100 M$/GWel/rok podaną przez Storm van Leeuwena i Smitha. Jednakże około 40% tych kosztów finansowych to płace pracowników, dalsze 30% stanowią koszty ubezpieczenia i administracji, a usługi techniczne i materiały stanowią wkłady po 15%. W tej sytuacji autorzy ISA odrzucili oszacowania oparte na metodzie przelicznika wkładów finansowych na energetyczne jako błędne.

Ocena nakładu energii podczas eksploatacji EJ podana przez Donesa [50] oparta jest na bezpośrednich informacjach od szwajcarskiej firmy energetycznej i obejmuje paliwo dla silników diesla, smary i chemikalia, cement i stal dla unieszkodliwiania odpadów nisko aktywnych a także transport. Ponadto roczne zużycie energii elektrycznej z sieci jest określone w pracy Donesa,[33] jako równe 34 TJ(t)/rok, to jest prawie 10 GWh/rok) dla PWR w EJ Gosgen w 1992 r. Wielkość ta została ujęta w zużyciu energii elektrycznej dla potrzeb własnych. W warunkach szwajcarskich, gdzie wymiana paliwa następuje w lecie, produkcja energii elektrycznej tym czasie pochodzi z elektrowni wodnych i jądrowych, które nie powodują wydzielania CO_2. Wobec tego jednak, że oceną porównujemy z warunkami polskimi, przyjęto że należy uwzględnić odpowiednie wydzielanie CO_2 średnie dla unii europejskiej.

SLS kwestionują przyjętą w deklaracji EJ Forsmark długość życie elektrowni równą 40 lat przy średnim współczynniku obciążenia równym 0.85, ponieważ dotychczas żadna elektrownia jądrowa nie uzyskała tak długiego czasu pracy. Dlatego SLS stosują w swych ocenach czas efektywnej pracy równy 24 lata. Jednakże nie ma żadnych oznak, by elektrownie jądrowe miały wymagać likwidacji przed końcem swego projektowego okresu pracy. Elektrowni jądrowe drugiej generacji zaczęły pracę zaledwie 30 lat temu. Co więcej, wiele z nich wystąpiło o zezwolenie na przedłużenie okresu pracy do 60 lat i otrzymało na to zgodę dozoru jądrowego. Firma Vattenfall wystąpiła o zezwolenie na podniesienie mocy nominalnej EJ Forsmark -3 [51] i już otrzymała zezwolenie na podniesienie mocy EJ Ringhals [52].

Wydaje się więc w pełni usprawiedliwione założenie, że elektrownie jądrowe będą pracowały na pełnej mocy do końca projektowego okresu pracy wynoszącego 40 lat, a od, że EJ III generacji oczekujemy będą pracowały zgodnie z projektem przez 60 lat.

Należy zauważyć, że szeroko cytowane przez przeciwników energetyki jądrowej opracowanie SLS [53], które przedstawia zdecydowanie negatywny obraz energetyczny cyklu nuklearnego zakłada, że energia potrzebna do zbudowanie i likwidacji EJ jest dużo większa. Zdaniem SLS ma ona wynosić nie 8 PJ (jak podaje Vattenfall) lecz 240 PJ(t). Różnica wynika stąd. że firma Vattenfall mierzyła wkłady energetyczne bezpośrednio z danych technicznych, podczas gdy SLS przeliczali cenę elektrowni ze wszystkimi narzutami (w tym na oprocentowanie kapitału podczas budowy) na ilość równoważnej energii.

SLS polemizowali z prof. Seviorem [54] który dwukrotnie odpowiadał na ich obiekcje, udowadniając poprawność danych firmy Vattenfall [55].

\

2.9. Likwidacja elektrowni jądrowej

Jak podaje studium Uniwersytetu w Sydney (ISA), w ciągu życia i likwidacji typowego reaktora energetycznego trzeba usunąć około 10,000 ton średnio i wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych, około 10,000 ton odpadów nisko i średnio aktywnych i około 100,000 ton materiałów nieaktywnych [56, str 48]. Materiały radioaktywne muszą być unieszkodliwione jako odpady ze wzbogacania, paliwo wypalone i produkty rozszczepienia zgodnie z ich poziomem radioaktywności. Większość, bo około 99% aktywności zawarte jest w odpadach wysokoaktywnych. [57]. Wg studium ISA nakład energii na likwidację elektrowni jądrowej można przyjąć zgodnie z pesymistycznym założeniem WNA [58] jako równy 35% nakładu energii potrzebnego na budowę reaktora. W literaturze można znaleźć opis EJ Niederaichbach jako pierwszego kompletnie zlikwidowanego *(„do zielonego pola"*) reaktora energetycznego w Europie [59, 60, 61]. Jednakże koszty określone dla tego reaktora mogą nie być reprezentatywne ze względu na długie okresy przestojów i opóźnienia wynikające z procedur prawnych poprzedzających likwidację elektrowni. Autorzy zauważyli też, że likwidacja tego reaktora przebiegała w latach 90- tych w Niemczech i była utrudniana na każdym kroku ze względów politycznych. Jak pisze Liebholz w artykule *„Do zielonego pola"* organizacje antynuklearne stawiały szereg przeszkód w likwidacji reaktora, mając nadzieję, że nie uda się go kompletnie rozebrać. Dałoby to im w dyskusji o energetyce jądrowej cenny argument, że elektrownia jądrowa oznacza skażenie danej działki na zawsze. Udana likwidacja reaktorów i innych instalacji jądrowych uniemożliwiła takie twierdzenia.

Dla komercyjnego reaktora HTR w Hamm-Uentrop koszty budowy z uwzględnieniem inflacji wyniosły 7000 tysięcy, a koszty demontażu 642 tysiące euro. Dla komercyjnego prędkiego reaktora powielającego SNR-300 w Kalkar koszty likwidacji wyniosły 3% nakładów inwestycyjnych. Autorzy ISA przyznają, że w dużych EJ koszty likwidacji będą stanowiły mniejszą część kosztów budowy, około 10%. Ta opinia zgadza się z ocenami technicznymi opracowanymi w ramach prac MAEA dla szeregu reaktorów WWER o mocy 440 MWe i 1000 MWe. WNA przedstawia pięć liczb opisujących nakłady energetyczne na likwidację EJ, w przedziale od 4.3 PJ do 6.2 PJ [62]. Przyjmując nakłady energii na budowę rzędu 4,100 GWhth ≈ 15 PJ, otrzymujemy wynik że likwidacja stanowi około 35% budowy. SLS proponują wskaźnik 200% kosztów budowy, który dla określenia nakładu energii należałoby mnożyć przez średnią krajową intensywność energetyczną. Autorzy ISA odrzucają tę propozycję.

Odnośnie nakładu energii potrzebnego na likwidację EJ, SLS twierdzili, że w deklaracji firmy Vattenfall brakuje liczb określających nakłady energii potrzebnej do realizacji procesów, które jeszcze nie są realizowane, np. głębokie składowanie odpadów radioaktywnych. Okazało się jednak, że twierdzenie to jest nieprawdziwe, Szwecja opracowała projekt głębokiego składowiska odpadów radioaktywnych, będący owocem 20 lat pracy. Energia podana w arkuszu kalkulacyjnym opublikowanym na stronie internetowej [63] oparta jest na wynikach tych prac. Podobne wielkości podaje Dones w oparciu o dane szwajcarskiego studium przewidywanych kosztów składowania podziemnego odpadów wysokoaktywnych ze szwajcarskich EJ [64].

Wielkość 92 GJt/t odpadów wysokoaktywnych na przechowywanie paliwa, przechowywanie i transport odpadów promieniotwórczych otrzymano z pracy Donesa [34] przy użyciu skumulowanego zapotrzebowania energetycznego dla przechowywania tymczasowego (Interim storage) przy ilości odpadów wynoszącej: 5700 m3 odpadów wysokoaktywnych i 28300 m3 odpadów o średniej i niskiej aktywności , przy czym objętości te zawierają już pojemniki do przechowywania odpadów. Dane Dones a zostały zaczerpnięte ze szwajcarskiego studium projektowego dla zakładów tymczasowego przechowywania odpadów radioaktywnych. SLS postulują bez uzasadnienia, że potrzebna będzie energia 1300 GJ(t)/t odpadów wysokoaktywnych. Wszystkie oceny SLS są od 10 do 100 razy wyższe od danych technicznych użytych przez Donesa.

W przypadku unieszkodliwiania odpadów średnio aktywnych SLS postulują energię równą 4300 GJ(t)/m^3, podczas gdy Dones podaje 22 GJ(t)/m^3. przyjmując dla odpadów ciężar właściwy jak

dla betonu, 2,3 t/m^3. Niektóre założenia przyjęte są przez SLS arbitralnie, np. intensywność energetyczna „produkcji, napełnienia, manipulacji i transportu" pojemników na odpady promieniotwórcze została przez SLS przyjęta jako równa energii potrzebnej na budowę EJ (znacznie przeszacowanej) (SLS 2005, rozdz. 4, #3).

Energię zużytą na unieszkodliwianie odpadów wysokoaktywnych podają SLS jako równą 5000 GJ(t)/m^3 odpadów wysokoaktywnych, podczas gdy Dones podaje tylko 260 GJ(t)/m^3.

Ilość odpadów z wzbogacania wirówkowego została przez SLS przyjęta jako znacznie wyższa niż ze wzbogacania dyfuzyjnego (4 razy) bez żadnego uzasadnienia technicznego lub fizykalnego. Stąd wynikła wartość czterokrotnie wyższa niż podawana przez URENCO w deklaracji o wpływie na środowisko [64]. W pracy SLS [8, rozdz. 4], objętość odpadów radioaktywnych z likwidacji EJ oceniono na 93 900 m^3. Oficjalne oceny operatorów szwajcarskich EJ zrobione przed 1985 r. i użyte jako dane wejściowe do określenia całkowitej masy odpadów radioaktywnych wymagających składowania wieczystego dały następujące wielkości: 7000 m^3 dla reaktora PWR i 14000 m^3 dla BWR (włącznie z pojemnikami). Najnowsze oceny dały objętości poniżej 5000 m^3 dla PWR i poniżej 10000 m^3 dla BWR. (informacje bezpośrednio od projektantów, niepublikowane, zamieszczone w pracy Dones a 2007 [33]. Jak widać, SLS oceniają o rząd wielkości za wysoko ilości odpadów powstających przy likwidacji EJ.

SLS przeceniają nakład energetyczny potrzebny na budowę składowiska ponieważ ich ocena bazuje na współczynnikach konwersji identycznych do tych, których użyli przy ocenie nakładu energii potrzebnej na budowę elektrowni jądrowej. ([8], rozdz. 4). Metoda ta jest skrytykowana i odrzucona nawet przez przyjazne dla SLS opracowanie ISA 2005 [65].

3. PODSUMOWANIE: ENERGIA POTRZEBNA DO BUDOWY I LIKWIDACJI EJ

SLS szacują, że budowa i likwidacja EJ pochłonie ogromne ilości energii – w przypadku EJ o mocy 1000 MWe ma to być 80 PJ(t) na samą budowę, a 240 PJ w sumie dla budowy i likwidacji EJ. Wszystkie dostępne publikacje techniczne zaprzeczają tym wartościom.

Nakłady energetyczne w ocenie SLS wyprowadzone są na podstawie całkowitych kosztów budowy i całkowitej masy EJ, przy czym SLS zastosowali trzy różne metody oparte na różnych wartościach współczynnika energii na jednostkę kosztu lub masy. Wartość przyjęta przez SLS leży w środku zakresu otrzymanych przez nich trzech wartości energii. Jednakże, jeśli uwzględni się podaną przez SLS średnią masę EJ równą 516 tysięcy ton, to po zastosowaniu współczynników zawartości energii dla każdego z materiałów EJ otrzymuje się dla całej EJ tylko 3,3 PJ(t), a więc około 25 razy mniej niż wartość podaną przez SLS. Nawet jeśli uwzględni się możliwe teoretyczne zaniżenie wartości przy metodyce stosowanej w analizie procesu, które w pracy (ISO 2006) oceniono jako nie większe niż współczynnik 2, to i tak wynik wskazuje na ogromne przeszacowanie wyników przez SLS.

Firma Vattenfall określiła całkowitą energią potrzebną do budowy i likwidacji elektrowni jako równą 8 PJ(t) stosując pomiar rzeczywistych wkładów energetycznych. Dones (2003) również wyliczył nakłady energetyczne jako równe od 7,6 do 9 PJ energii pierwotnej dla budowy i likwidacji EJ z reaktorem PWR. W niedawno opracowanym studium (Dones 2006) wycenił energię potrzebną do budowy i likwidacji w przypadku reaktora EPR 1600 MWe . Okazało się, że wynosi ona 11 PJ energii pierwotnej. Wartość ta jest zgodna z wynikiem szczegółowej analizy, którą wykonał Hoffmeyer w 1996 roku, gdzie całkowite zapotrzebowanie energii na budowę i likwidację EJ o mocy 1400 MWe wyniosło 11 PJ(t).

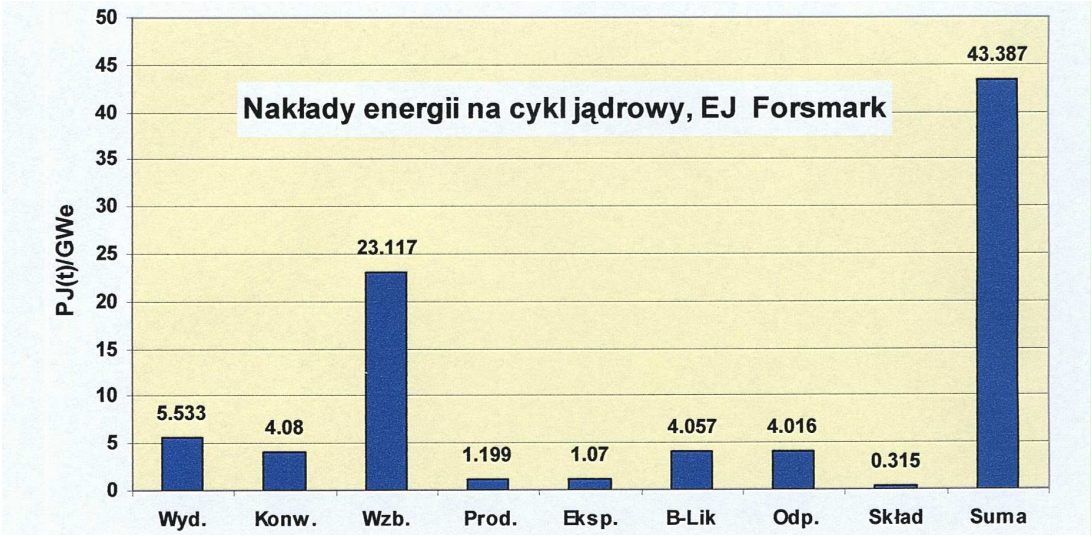
Rozważając likwidację EJ, SLS dochodzą do zaskakująco wysokiego zapotrzebowania energetycznego: dwukrotnie większe od energii potrzebnej na budowę. SLS uzyskali tę wartość na podstawie własnych przypuszczeń opartych na wzmiankach w literaturze, że *„koszty demontażu EJ*

mogą sięgać od 100% do 220% kosztów budowy". SLS nie podają, dla jakich reaktorów były robione te szacunki, ani jakie były koszty budowy przyjęte w pierwotnych dokumentach, by wspomnieć tylko dwa z pośród wielu braków. SLS po prostu przyjmują współczynnik dwa i mnożą go przez oszacowane przez nich zbyt wysokie koszty energetyczne budowy EJ, bez żadnej próby analizy kosztów. Tymczasem koszty budowy EJ wzrosły w ciągu ostatnich dziesięcioleci bynajmniej nie wskutek istotnego wzrostu ilości materiałów lub energii, lecz raczej wskutek innych powodów, takich jak duże opóźnienia w uruchomieniu elektrowni, rosnące wymagania w zakresie udowodnienia jakości i bezpieczeństwa EJ itd. Jest oczywiste, że jeśli już zbudowana elektrownia nie może rozpocząć pracy z powodu toczącego się przewodu sądowego, to koszty monetarne silnie wzrosną, natomiast koszty energetyczne pozostaną bez zmiany. Podobnie wzrost wymagań odnośnie zapewnienia jakości oznacza ogromną ilość dodatkowej dokumentacji – czy to w formie papierowej czy cyfrowej - podnoszącej znacznie koszty urządzeń, natomiast minimalnie wpływa na wielkość potrzebnej energii.

Dlatego też zarówno WNA, jak prof. Sevior czy Dones stwierdzają, że prosta ekstrapolacja z kosztów finansowych na energetyczne jest błędem. Ponadto SLS ignorują wiele innych wycen kosztów likwidacji EJ, według których likwidacja będzie kosztowała o rząd mniej od budowy EJ [66]. W pracy ISA 2006 cytowane są raporty niemieckie, wskazujące, że koszty likwidacji mogą wynieść od 10% do 25% kosztu budowy, co zgadza się z raportami MAEA na ten temat. Wyższe koszty likwidacji występują zwykle dla mniejszych reaktorów, prototypowych lub badawczych – ale te konstrukcje z reguły nie są ściśle związane z energetyką jądrową, bardziej ze sferą naukowo-badawczą i ewentualnie innymi gałęziami przemysłu (produkcja radiofarmaceutyków, próby materiałowe itp.).

W pracy Dones 2003 założono, że likwidacja będzie wymagała 75% energii elektrycznej i 75% paliwa do silników diesla (włącznie z transportem) zużytych podczas budowy. Materiały potrzebne do likwidacji elektrowni obejmują już także pojemniki na materiały radioaktywne [50].

Dones nie określał energii potrzebnej na rekultywację kopalni wobec braku danych. Demontaż zakładów oczyszczania rudy jest ujęty w podanej powyżej liczbie dotyczącej wydobycie i oczyszczanie rudy uranowej (jest to 25% energii zużytej na budowę zakładu)

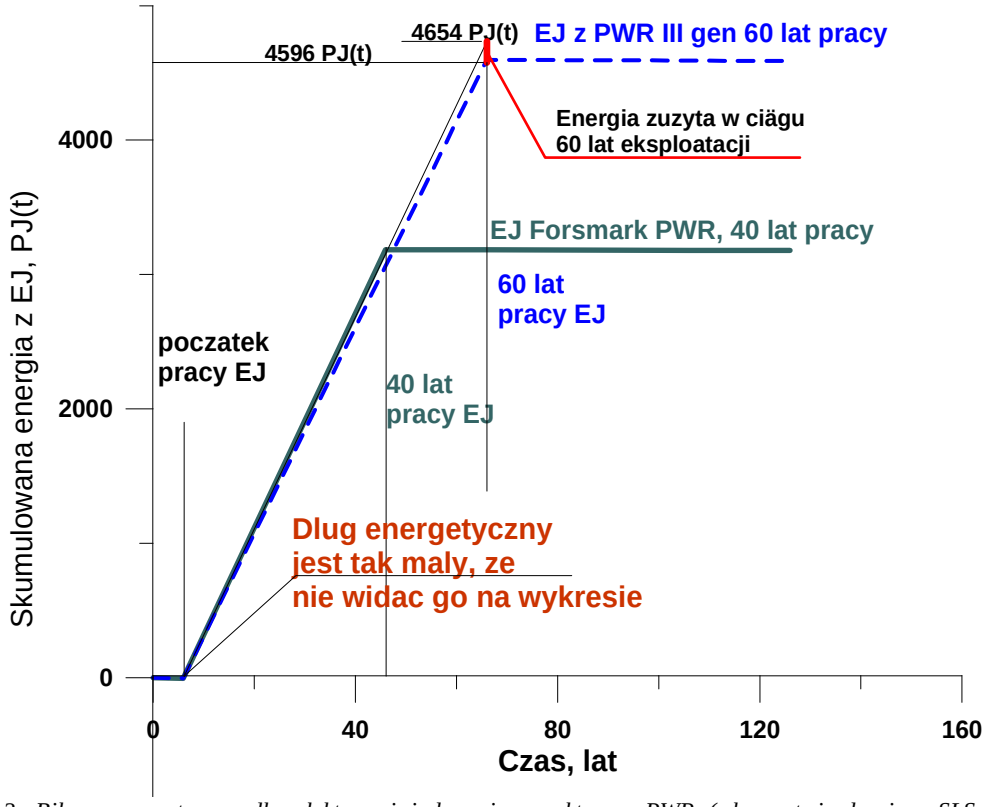


Rys. 2. Nakłady energetyczne na cykl jądrowy, dane wg deklaracji wpływu na środowisko dla EJ Forsmark [38].Skróty na rysunku: Wyd.- wydobycie i oczyszczania uranu, Konw. - konwersja w UF6, Wzb-wzbogacanie, Prod.- produkcja paliwa, Eksp. -eksploatacja EJ, B-Lik - budowa i likwidacja EJ, Odp. – gospodarka odpadami radioaktywnymi, Skład - budowa składowiska odpadów.

Wg SLS energia średnia potrzebna do wydobycia i oczyszczenia uranu o zawartości 0.01% U to 78 TJ/tU. Z danych o kopalniach budowanych obecnie, takich jak Trekkopje, lub pracujących jak Rossing widać, że ocena SLS jest błędna. Jeśli nawet postulowane przez nich urwisko energetyczne istnieje, to jego położenie zależy oczywiście od stosunku nadkładu skały płonnej do grubości warstwy rudy. Tymczasem rudy o niskiej zawartości uranu są często rozmieszczone na powierzchni ziemi i ich wydobycie wymaga usunięcie znacznie mniejszych grubości nadkładu.

Możliwość wydobycia danych pokładów rudy wymaga w każdym przypadku rozpatrzenia konkretnych warunków danej kopalni, jednakże jako wniosek ogólny można stwierdzić, że wykorzystane uranu naturalnego w cyklu otwartym z reaktorami wodnymi LWR przynosi zysk energetyczny przy rudzie ubogiej o zawartości nawet 0.001% U3O8 i poniżej. Przy stosowaniu wzbogacania wirówkowego i rudy o zawartości U3O8 równej 0.01% okazuje się, że mimo tak ubogiej rudy nakłady energetyczne wynoszą tylko 2% produkowanej energii i dług energetyczny będzie spłacony w ciągu 1,2 roku. Zysk energetyczny dla owej rudy leżącej poza rzekomym „urwiskiem energetycznym" równy jest 50!

Oznacza to, że ogromne zasoby uranu w różnych złożach, włącznie z uranem uzyskiwanym jako produkt uboczny z wydobycia węgla, miedzi, fosforanów itd. są wartościowe dla energetyki jądrowej



Rys. 3. Bilans energetyczny dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR (wbrew twierdzeniom SLS, dług energetyczny jest tak mały, że na rysunku nie widać go bo jest zakryty grubością linii ciągłej).

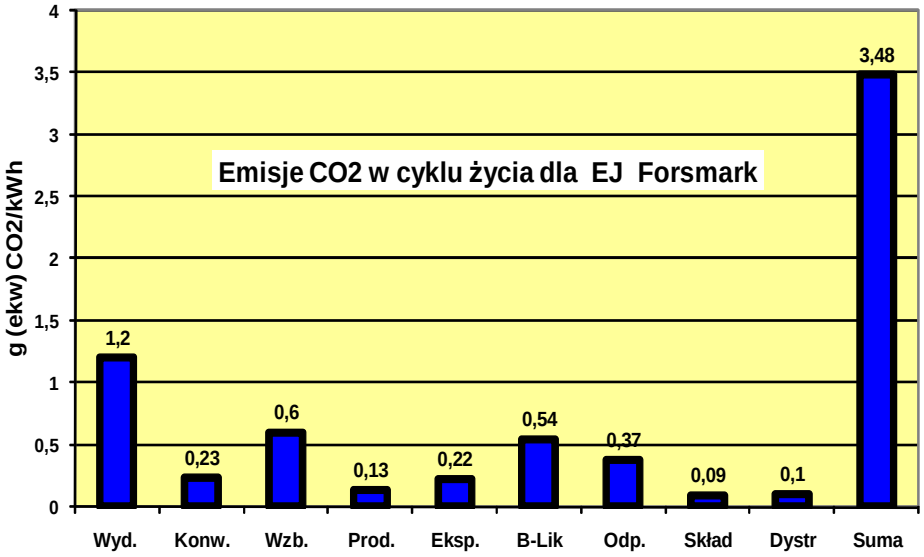
4. ROLA ENERGETYKI JĄDROWEJ W OGRANICZANIU EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH

Obecnie energetyka jądrowa pozwala uniknąć emisji ponad dwóch miliardów ton CO_2 rocznie. Każde 22 tony uranu wykorzystanego jako paliwo w EJ zaoszczędza milion ton CO_2, które spowodowałoby spalenie równoważnej ilości węgla [67].

Energetyka jądrowa nie powoduje emisji gazów cieplarnianych w czasie pracy EJ. Gdybyśmy hipotetycznie zamknęli wszystkie EJ w Unii Europejskiej i zastąpili je elektrowniami o istniejącej strukturze wytwarzania energii elektrycznej (poza hydroelektrowniami, których mocy nie można tak łatwo powiększyć) to roczna emisja CO_2 wzrosłaby z 1,3 do 2 miliardów ton, a więc o 704 miliony ton CO_2. Oznaczałoby to wzrost emisji o 53.4%/rocznie.

Dla porównania, jest to wielkość równa całkowitej emisji CO_2 z 200 milionów samochodów osobowych w Unii Europejskiej (722 miliony ton rocznie). Gdy w Europie zapalają się światła, jedna trzecia z nich jest zasilana prądem z elektrowni jądrowych! [68]

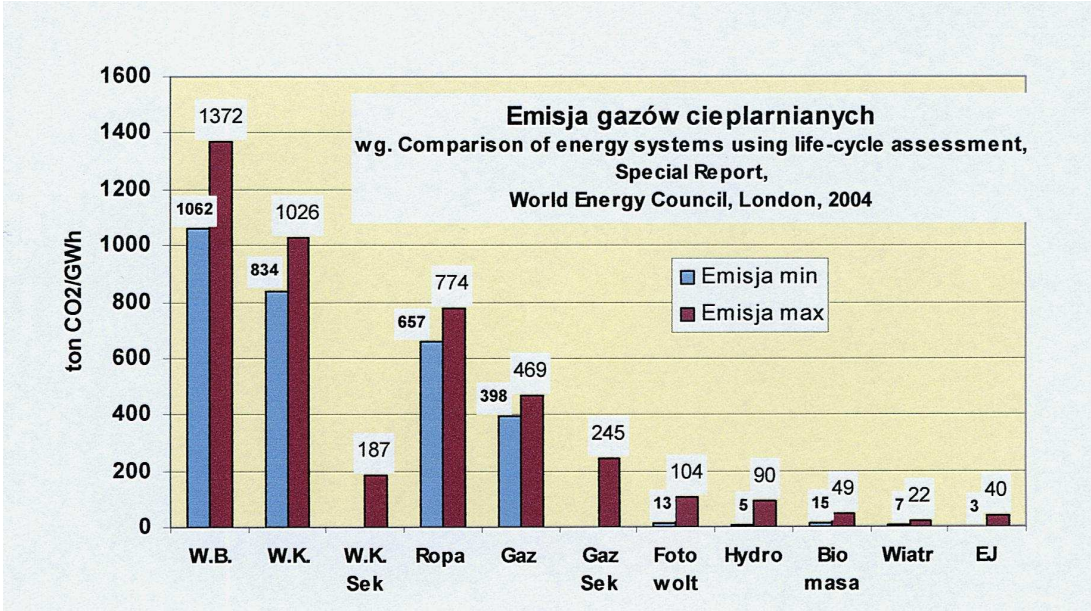
W skali światowej, energetyka jądrowa pozwala uniknąć emisji 2,2 mld ton CO_2



Rys. 4. Emisje CO_2 w cyklu całego życia dla elektrowni jądrowej Forsmark.

Według protokołu z Kioto, kraje UE-15 miały zredukować swe emisje o 8% w stosunku do roku 1990, co odpowiada około 340 milionów ton CO_2. Kraje rozszerzonej UE-25 mają łącznie zredukować swe emisje o około 415 milionów ton CO_2. Porównajmy to z emisjami jakich UE-25 unika dzięki energii jądrowej - 700 milionów ton CO_2 rocznie. Nic dziwnego, że Parlament Europejski w swej uchwale z 24.10.2007 stwierdził, że energetyka jądrowa jest dla Unii Europejskiej niezbędna [69].

Na rys. 5 widać zestawienie emisji gazów cieplarnianych powodowanej przez różne źródła energii elektrycznej, opracowane wg danych Światowej Rady Energetycznej.



Rys. 5. Porównanie emisji gazów cieplarnianych w cyklu całego życia.

Literatura

[1] IEA. World Energy Outlook 2006. IEA/OECD, Paris, 2006

[2] Campbell D. E., Brandt-Williams S. L., Meisch M. E., Environmental Accounting Using Emergy: Evaluation of the State of West Virginia, U.S. Environmental Protection Agency, EPA/600/R-05/006, AED-03-104 March 2005

[3] Dones, R.; Heck, T. and Hirschberg, S. Greenhouse Gas Emissions from Energy Systems, Comparison and Overview. *Encyclopaedia of Energy* 2004; 3: 77-95

[4] Denholm, P. and Kulcinski, G. L. Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large-scale energy storage systems. Energy Conversion and Management 2004; 45 (13/14): 2153-2172

[5] Meier, P.J.; Wilson, P.P.H.; Kulcinski, G.L. and Denholm, P.L. US electric industry response to carbon constraint: a life-cycle assessment of supply side alternatives. Energy Policy 2005; 33 (9): 1099-1108

[6] Spadaro, V.; Langlois, L. and Hamilton, B. Greenhouse gas emissions of electricity generation chains: Assessing the difference. IAEA Bulletin 2000; 42 (2)

[7] Perry A.M., Devine W.D., Reister D.B., *The energy cost of energy - guidelines for net energy analysis of energy supply systems*. Report No. ORAU/IEA(R)-77-14. Oak Ridge, TN, USA: Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, 1977.

[8] Storm van Leeuwen J.W. and Smith P., "Nuclear Power: the Energy Balance". Updates 2005. Retrieved from http://www.stormsmith.nl/

[9] Storm van Leeuven J.W.: Nuclear power - the energy balance, Uranium, October 2007. http://www.stormsmith.nl/

[10] Vattenfall AB Generation Nordic Countries − Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA). S-P-00021, June, 2004. Updated 2005. http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/ 2005-EPD-FKA.pdf

[11] British Energy, “Carbon footprint of the nuclear fuel cycle – Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station – Technical Report”. AEA Technology Environment, London, UK. Retrieved from http://www.british-energy.com/pagetemplate.php?pid=251

[12] Sustainable Development Commission, “The role of nuclear power in a low carbon economy − Paper 2: Reducing CO2 emissions − nuclear and the alternatives − An evidence-based report by the Sustainable Development Commission, March 2006, UK. Retrieved from: http://www.sd-commission.org.uk/publications/downloads/Nuclear-paper2-reducingCO2emissions.pdf

[13] Weisser D. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. Accepted for publication in Energy. (2007)

[14] FthenakisV. M. and Kim H. C. Greenhouse-gas Emissions from Solar Electric- and Nuclear Power: A Life-cycle Study. Energy Policy, (2007) Vol. 35, pp. 2549-2557.

[15] Dones R. Kernenergie. In Dones R. (Ed.) Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-VII. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH (2004). Retrieved from: www.ecoinvent.ch.

[16] Dones R., Bauer C., Bolliger R., Burger B., Faist Emmenegger M., Frischknecht R., Heck T., Jungbluth N. and Röder A. (2004a) Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Final report ecoinvent 2000 No. 5. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH. Retrieved from: www.ecoinvent.ch

[17] Strupczewski A., Program rozwoju energetyki jądrowej w Polsce a zaopatrzenie w paliwa rozszczepialne z zasobów krajowych, XXIII Konferencja z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej „Dylematy polskiej polityki energetycznej”, Zakopane 11.10.2009.

[18] http://www.bhpbilliton.com/bb/ourBusinesses/baseMetals/olypicDam.jsp

[19] http://hsecreport.bhpbilliton.com/wmc/2004/performance/odo/data/index.htm

[20] http://www.abc.net.au/news/stories/2007/09/26/2043962.htm

[21] http://www.infomine.com/minesite/minesite.asp?site=olympicdam#Operation

[22] The University of Sidney, “Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Nov. 2006 http://www.pmc.gov.au/umpner/docs/commissioned/ISA_report.pdf

[23] Deffeyes & MacGregor, "World Uranium resources" Scientific American, Vol 242, No 1, January 1980, pp. 66-76.

[24] Weis M, Kienle F, Hortmann W. Kernenergie und CO2: Energieaufwand und CO2-Emissionen bei der Brennstoffgewinnung. *Elektrizitätswirtschaft* 1990; 89(1/2) 28-31

[25] Australian Coal Association. *Electricity from a nuclear power station*. Case study B16. Canberra, Australia: Australian Coal Association, 2001.

[26] Rotty, R. M., Perry, A. M., Reister, D. B., 1975. Net energy from nuclear power, ORAUIEA-75-3, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, Nov.1975.

[27] Fthenakis V.M., Kim H.,C., Greenhouse –gas Emissions from Solar Electric and Nuclear Power : A Life-cycle Study, Energy Policy, in print.

[28] http://www.world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=25825&

[29] Dones R. Critical note on the estimation by Storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO2 emissions from the complete nuclear energy chain, PSI, 10.04.2006

[30] Chapman P.F., Energy analysis of nuclear power stations, Energy Policy, December 1975, s.285-298

[31] Dones R, Gantner U, Hirschberg S, Doka G, Knoepfel I. *Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland*. PSI Bericht Nr. 96-07. Villingen, Switzerland: Paul Scherrer Institut, 1996.

[32] Uranium enrichment tails upgrading (Re-enrichment) http://www.wise-uranium.org/edumu.html

[33] Dones R., "Critical note on the estimation by Storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO2 emissions from the complete nuclear energy chain", PSI, 10 April 2007

[34] World Nuclear Association. *Energy analysis of power systems*. Information Paper 11, http://www.world-nuclear.org/info/inf11.htm. London, UK: World Nuclear Association, 2006.

[35] Rombough C.T, Koen B.V. Total Energy Investment in NPPs, Nuclear Technology, vol. 26, May 1975, p.5-11

[36] Wagner H.J. *Der Energieaufwand zum Bau und Betrieb ausgewählter Energieversorgungstechnologien*. Angewandte Systemanalyse Nr.10, Jül-1561.Jülich, Germany: Kernforschungsanlage Jülich GmbH, 1978

[37] Chapman P.F. Energy analysis of nuclear power stations. *Energy Policy* 1974; 3(4) 285-299

[38] Vattenfall AB Generation Nordic Countries − Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA). S-P-00021, June, 2004. Updated 2005. http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf

[39] http://nuclearinfo.net//twiki/pub/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclearPower/Energy_per_lifec ycle_phase_Ian_Martin_051124.xls

[40] University of Sydney, Australia Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis 3 November 2006

[41] www.nuclearinfo.net

[42] UK Government BERR: A White Paper on Nuclear Power: Meeting the Challenge, January 2008

[43] The Boston Consulting Group, Economic Assessment of Used Nuclear Fuel Management In The United States, Report, July 2006

[44] www.stormsmith.nl

[45] http://www.environdec.com/reg/026/

[46] PRODUCT-SPECIFIC REQUIREMENTS (PSR) for preparing an environmental product declaration (EPD) for Electricity and District Heat Generation PSR 2004:2 The Swedish Environmental Management Council Version 1.0 2004-04-08

[47] http://www.nuclearinfo.net/ Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear_Power/Energy per_lifecycle_phase_Ian_Martin_051124-1.xls

[48] http://nuclearinfo.net

[49] http://externe.jrc.es/Belgium+Nuclear.htm

[50] Dones R., “Kernenergie”. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut, Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland (2003). Retrieved from: http://www.ecoinvent.ch

[51] http://www.energorisk.com.ua/english/News_arc/Archiv_2004/October/NISL151004.htm

[52] http://www.worldnclear.org/_news_feature/index.cfm?NN_Flash=0&site=2

[53] Storm van Leeuwen J.W., Smith P., Nuclear power the energy balance, http://www.stormsmith.nl/

[54] http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/SSRebuttal

[55] http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/SeviorSLSRebuttal

[56] Thierfeldt S. Freigabegrenzwerte für Reststoffe. *atw* 1995; 40(4) 257-261

[57] International Atomic Energy Agency. *Nuclear power: An overview in the context of alleviating greenhouse gas emissions*. Supporting document to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Life-Cycle Energy and Greenhouse, IAEA-TECDOC -793. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency, 1995.

[58] World Nuclear Association: *Energy analysis of power systems*. Information Paper 11, London, UK, 2006, http://www.world-nuclear.org/info/inf11.htm.

[59] Rüdinger V. Beseitigung des Kernkraftwerks Niederaichbach. *atw* 1991; 36(12) 561-564.

[60] Liebholz W-M. Grüne Wiese. *atw* 1995; 40(8/9) 517.

[61] Schwald P, Obst J, Orwantschke D, Valencia L. Demontage und Beseitigung von Niederaichbach. *atw* 1995; 40(4) 242-246

[62] World Nuclear Association. *Supply of Uranium*. Information Paper 75, http://www.world-nuclear.org/info/inf75.htm. London, UK: World Nuclear Association, 2006.

[63] http://nuclearinfo.net

[64] Dones R., Heck T., Hirschberg S., Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview, in: PSI Annual Report, 2003, Annex IV, Paul Scherrer Institute, Villingen, Switzerland.

[65] Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis, the University of Sydney, 3 Nov. 2006

[66] http://www.nuclearinfo.net/ Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear_Power/Energy per_lifecycle_phase_Ian_Martin_051124-1.xls

[67] Hore-Lacy I., The Future of Nuclear Energy, Paper presented at the Royal College of Physicians Conference, Adelaide 4th May 2000

[68] Nuclear Energy & Climate Change in the European Union, COP 12 & COP/MOP 2, 6-17 November 2006, Nairobi, Kenya

[69] Rezolucja Parlamentu Europejskiego (2007 / 2091 (INI) z 24 października 2007 roku o źródłach energii konwencjonalnej oraz technologiach energetycznych.

NA JAK DŁUGO WYSTARCZY PIERWIASTKÓW ROZSZCZEPIALNYCH?

Andrzej Grzegorz Chmielewski
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Warszawa
Politechnika Warszawska, Warszawa

1. WSTĘP

Trywialnym jest stwierdzenie , że rozwój energetyki jądrowej jest konieczny z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego świata i ochrony środowiska naturalnego. Koszt produkcji energii elektrycznej w EJ w dużej części jest pochodną kosztów inwestycyjnych i kosztów utrzymania ruchu. Koszt zakupu paliwa uranowego stanowi dzisiaj zaledwie 2% udziału w cenie energii elektrycznej uzyskiwanej z tego źródła. Dla porównania cena paliwa stanowi od 30 do 60% kosztów wytwarzania elektryczności w elektrowni opalanej węglem. W elektrowni opalanej gazem koszt paliwa w jeszcze większym stopniu wpływa na cenę produktu finalnego .

Niektóre kraje utworzyły organizację nazwaną Global Nuclear Energy Partnership (GNEP), która, wraz z International Atomic Energy Agency (IAEA) i Atomic Energy Agency (AEA – OECD), pracuje nad utworzeniem światowego systemu dostaw paliwa jądrowego z uwzględnieniem wszelkich aspektów nieproliferacji broni jądrowej. Podobne plany ma Sustainable Nuclear Energy Technology Platform Unii Europejskiej w której dostawami paliwa zarządza EUROATOM Supply Agency.

Nie możemy jednak spodziewać się, że uran będzie dostępny po obecnych cenach (w przeliczeniu na ceny roku 2000) przez dłużej niż 100 lat. Poszukiwane są zatem metody uzyskiwania uranu z surowców ubogich i odpadów.

Z drugiej strony rozwój nowych generacji reaktorów – IV generacji na neutronach prędkich – z zamkniętym cyklem paliwowym, pozwoli na lepsze wykorzystanie uranu naturalnego, zwiększając produkcję energii elektrycznej z jednostki paliwa stukrotnie. Po wprowadzeniu nowych technologii reaktorowych istniejące zasoby uranu pozwolą na produkcję energii elektrycznej z wykorzystaniem reaktorów jądrowych przez tysiące lat.

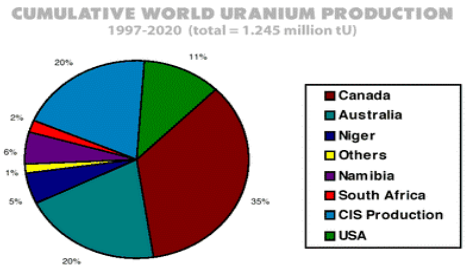
W dzisiejszych czasach w reaktorach jądrowych jest wykorzystywany jedynie uran, jednakże w reaktorach CANDU i reaktorach konstruowanych specjalnie dla takich zastosowań, paliwem może być też tor. Toru w skorupie ziemskiej jest trzy razy więcej niż uranu. Reaktory o dużej efektywności wykorzystania neutronów, akie jak CANDU,mogą pracować z wykorzystaniem cyklu torowego, po rozruchu z użyciem takich izotopów pierwiastków rozszczepialnych, jak U-235 i Pu-239. W reaktorze pracującym na cyklu torowym atom toru (Th-232) po wychwycie neutronu staje się rozszczepialnym izotopem uranu.(U-233).

W czasie kilku najbliższych dziesięcioleci nastąpi znaczący postęp w wykorzystaniu uranowych paliw tlenkowych i mieszanych uranowo – plutonowych paliw tlenkowych (MOX) w reaktorach LWR. Ten postęp technologiczny pozwoli na ustabilizowanie cen paliwa jądrowego i utrzyma konkurencyjność cen elektryczności produkowanej w reaktorach jądrowych. W zakresie prac badawczych priorytety świata to uzyskiwanie uranu ze źródeł ubogich, zamknięty cykl paliwowy, wytwarzanie paliwa MOX, ekstrakcja toru z rud i przygotowanie paliw opartych o wykorzystanie tego pierwiastka.

2. ZASOBY URANU

Wydany w roku 2008 coroczny raport IAEA/IEA OECD “Uranium 2007: Resources, Production and Demand”, znany jako Red Book, ocenia znane zasoby uranu,które mogą być eksploatowane przy kosztach niższych od USD 130/kg na 5,5 miliona ton. Dla porównania - w roku 2005 zasoby te oceniano na 4,7 miliona ton. Nie rozpoznane zasoby, o których istnieniu można wnioskować z budowy struktur geologicznych, oceniane są na 10,5 miliona ton.

Z analizy danych wynika, że rozpoznane zasoby uranu w eksploatowanych złożach, przy obecnym tempie ich wykorzystania (rok 2006 – 66 500 ton U/rok) starczą na 85 lat. Zestawienie krajów głównych producentów uranu przedstawia rysunek 1.



Rys. 1. Główni producenci uranu (IAEA).

Wszystkie konwencjonalne (bogate w uran) złoża wynoszące 16 872 700 tU pozwolą na zapewnienie dostaw paliwa uranowego przez 300 lat, jednakże to będzie wymagało nowych inwestycji. Dodatkowym źródłem uranu są fosforyty, złoża których nadające się do eksploatacji zawierają ok. 35 milionów ton uranu.

W przyszłości wykorzystanie plutonu uzyskiwanego z przerobu paliwa w reaktorach na neutronach termicznych, w paliwach mieszanych MOX i wprowadzenie reaktorów powielających na reaktorach prędkich zwiększą potencjał energetyczny obecnie znanych zasobów uranu 70 krotnie i starczy go wtedy na co najmniej 3000 lat, przy obecnym tempie zużycia.

Uran jest przekształcany w UF_6 a potem wzbogacany w U – 235; zakłady konwersji istnieją w Kanadzie, Francji, Wielkiej Brytanii, USA i Rosji. Potencjał przerobu uranu w Europie stanowi 25% potencjału światowego. Największymi producentami uranu wzbogaconego są Urenco i Atomenergoprom. Przerób zużytego paliwa jądrowego jest obecnie prowadzony jedynie w zakładach w La Hague we Francji.

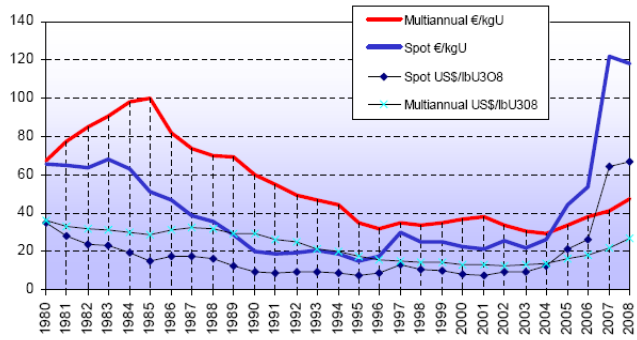
3. ZASOBY TORU

Tor jest obecny w małych stężeniach w większości skał, w glebie jest go ok.6ppm. Występuje w wielu minerałach, monazyt (minerał zawierający ziemie rzadkie i tor (Ce, La, Pr, Nd, Th, Y)PO_4)), zawiera 6 – 12 % tlenku toru. Tor – 232 jest izotopem promieniotwórczym o czasie półrozpadu trzykrotnie dłuższym od czasu istnienia Ziemi. Sam Th – 232 nie jest izotopem rozszczepialnym ale w reakcji wychwytu spowolnionych neutronów wytwarza U – 233, który jest długożyciowym izotopem rozszczepialnym. Cykl torowy, nie jest jeszcze zrealizowany w sposób komercyjny (reaktor tego typu pracuje w Indiach), ale jest atrakcyjny z uwagi na fakt , że w wypalonym paliwie zawartość

plutonu jest znacznie niższa w porównaniu z cyklem uranowym. Wydana w roku 2005 IAEA-NEA "Red Book" ocenia zasoby bogatych rud torowych na 4,5 miliona ton.

4. ZŁOŻA UBOGIE W URAN

Uran jest pospolitym składnikiem skorupy ziemskiej, tak w niej rozprzestrzenionym jak cyna czy też cynk. Występuje w licznych skałach i wodzie morskiej. Obecnie ceny uranu są niskie co przedstawia rysunek 2. Ale w chwili gdy nastąpi znaczny wzrost cen tego surowca , ekonomiczne może się stać pozyskiwanie uranu z surowców ubogich i odpadów.



Rys. 2. Średnie ceny uranu przy zakupach opartych o kontrakty wieloletnie i zakupy doraźne (w odniesieniu do U_3O_8).

Tabela 1. Zawartość uranu w różnych rudach i surowcach.

Bogate rudy – 20% U	200 000 ppm U
Rudy – 2%U	20 000 ppmU
Ubogie rudy – 0,1%U	1 000 ppmU
Bardzo ubogie rudy – 0,01%U	100 ppmU
Granit	4-5 ppmU
Skały osadowe	2 ppmU
Skorupa ziemska (średnio)	2,8 ppmU
Woda morska	0,003 ppmU

Uran występuje też w węglu i w rudach miedzi. W roztworach z ługowania miedzi jest go od 1 do 40 ppm i jego wydobycie będzie wkrótce opłacalne. Wyoming Mineral Corporation (WMC), należące do Westinghousea, w latach siedemdziesiątych testowało instalację uzyskiwania uranu z roztworu z ługowania rud miedzi zwierającego ok. 5 ppm U i produkowało ok. 75 tonU_3O_8 rocznie. Fosforyty lądowe zawierają ok 50 - 200 ppm, morskie 6 - 120 ppm, lądowe typu organicznego do 600 ppm.

W procesie produkcji kwasu fosforowego U przechodzi do roztworu i dzisiaj jest bezproduktywnie rozsiewany z nawozami fosforowymi po polach. W świecie istnieje ok. 400 fabryk kwasu fosforowego opartych o mokry proces (zawartość U 40 -300 g na tonę roztworu) w których można by odzyskać 4 – 11 tysięcy ton uranu rocznie. W latach siedemdziesiątych w USA zbudowano 8 instalacji do odzysku uranu z kwasu fosforowego, podobne instalacje istniały w Kanadzie, Hiszpanii, Belgii, Izraelu i na Tajwanie. W Polsce, PWr we współpracy z ICHTJ (projekt kierowany przez Prof. Henryka Góreckiego) zbudowała instalację pilotową w ZCh Police.

Tabela 2. Zasoby uranu w fosforytach.

Przybliżona zawartość U w fosforytach	
Kraj	miliony t U
Morskie	
Maroko	6,9
USA	1,2
Meksyk	0,15
Jordania	0,1
Inne	0,65
Razem	*9*
Organiczne	
Kazachstan	0,12
Rosja	
Razem	*0,12*
Razem wszystkie kat.	9,12

Wreszcie, woda morska zawiera 3,3 ppb uranu, ogólne zasoby sięgają 4 miliardy ton uranu tzn. są tysiąc razy większe od zasobów zawartych w rudach tego pierwiastka. Przy mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych 650GW_e , zasoby te zapewniłyby dostawy tego surowca przez 7 milionów lat. Japońscy naukowcy uzyskali w eksperymencie pilotowym 1 kg $(NH_4)_2U_2O_7$ Ocena ekonomiczna wskazuje , ze jest możliwe uzyskanie uranu z wody morskiej w cenie ok.800 USD/kg.

5. WNIOSKI

Zasoby uranu w świecie mogą zabezpieczyć potrzeby ludzkości na okres tysięcy lat, jednakże niezbędny jest rozwój prac poszukiwawczych, wydobywczych i hydrometalurgii w zakresie przerobu rud ubogich i przerobu zużytego paliwa jądrowego.

Literatura

[1] A.G. Chmielewski, Nuclear fissile fuels worldwide reserves. Nukleonika, 53(2), 11 (2008)

[2] A.G. Chmielewski, M. Delpech, C. Loaec, Nuclear fuels world wide resources. GNEP, Cherbourg, Francja (2008)

[3] Euroatom Supply Agency, Annual Report, (2007)

[4] OECD – NEA & IAEA, Uranium: Resources, Production and Demand (2005)

[5] Euratom Supply Agency, Annual Report (2008)

CYKL PALIWOWY: OTWARTY CZY ZAMKNIĘTY CZY TO WYSTARCZY ?

Stefan Chwaszczewski
Instytut Energii Atomowej POLATOM

W obecnie eksploatowanych reaktorach energetycznych, w procesach rozszczepienia jądrowego wykorzystywane jest około 0,6% uranu wydobywanego ze środowiska. Do wytworzenia 1 TWh energii elektrycznej potrzebne jest około 23 tony uranu naturalnego. W procesie wzbogacania powstaje ponad 20 ton tzw. „zubożonego uranu". W paliwie jądrowym z masą uranu około 2,5 tony, rozszczepieniu ulega około 120 kg materiału rozszczepialnego. Pozostała masa paliwa stanowi długożyciowy odpad promieniotwórczy lub jest kierowana do przerobu chemicznego, w którym z wypalonego paliwa wydzielany jest chemicznie (a więc nie ma w nim rozdzielenia izotopów) uran, pluton, pozostałe transuranowce i produkty rozszczepienia. Odzyskane w ten sposób około 28 kg plutonu, w którym znajduje się około 65% izotopów rozszczepialnych plutonu, pozwoli wytworzyć w nowym paliwie MOX[1] dodatkowo około 0,15 TWh energii elektrycznej. Nie jest to mało, ale problemem jest tu koszt przerobu chemicznego oraz koszt wytworzonego paliwa MOX, w porównaniu z kosztem uzyskania świeżego paliwa uranowego. Do chwili obecnej koszty wytworzenia paliwa MOX – w przypadku nowo wybudowanych zakładów przerobu chemicznego i wytwarzania paliwa MOX – są wyższe od kosztów uzyskania ekwiwalentnych ilości świeżego paliwa uranowego. Procedura ta jest opłacalna tylko w przypadku zaadaptowania do tych celów militarnych zakładów przerobu wypalonego paliwa i militarnych zakładów z technologią plutonową. Dlatego na świecie tylko 40% wypalonego paliwa jest poddawane przerobowi chemicznemu.

To byłaby najprostsza odpowiedź na zagadnienie przekazane w pierwszej części tytułu. Ale taka odpowiedź jest niewystarczająca. Gdyby można było doprowadzić do rozszczepienia wszystkie atomy transuranowców znajdujących się w wypalonym paliwie, z którego obecnie wytwarza się 1 TWh energii elektrycznej, uzyskano by dodatkowo około 18 TWh energii elektrycznej. Doprowadzenie do rozszczepienia wszystkich atomów uranu znajdujących się w 25 tonach uranu naturalnego (ilość uranu naturalnego niezbędna obecnie do wytworzenia 1 TWh energii elektrycznej – dla porównania, obecnie rocznie w Polsce wytwarzane jest około 150 TWh energii elektrycznej) pozwoliłoby uzyskać około 208 TWh!!! Ponieważ znamy procesy fizyczne pozwalające rozszczepić praktycznie wszystkie atomy uranu, trzeba przyznać, że obecna technologia reaktorów energetycznych jest niezwykle mało efektywna, żeby nie powiedzieć, że trwonimy zasoby paliw jądrowych. Niejako wzorcową technologią może być przykład reaktora na stopionych solach uranu i toru, w którym chłodziwem jest ciekłe paliwo podlegające ciągłemu procesowi oczyszczania z produktów rozszczepienia. W reaktorze takim (prototyp reaktora na stopionych solach uruchomiono w latach sześćdziesiątych w USA) rozszczepieniu ulegają jądra U235, Pu239 i Pu241 wytworzone w cyklu U-Pu oraz jądra izotopu U233 wytworzonego w cyklu Th-U.

Dodatkowym aspektem sprawy jest fakt, że wytworzone w rezultacie rozszczepień radioaktywne produkty bardzo szybko ulegają rozpadowi, i po 500 – 1000 latach mogą być traktowane, jako odpady nieradioaktywne.

[1] Paliwo MOX – Mixed OXide fuel – paliwo wytworzone z dwutlenku plutonu otrzymanego w wyniku przerobu wypalonego paliwa zmieszane w odpowiedniej proporcji z dwutlenkiem uranu.

Jakie są zatem obecne technologie postępowania z wypalonym paliwem. Izotopy znajdujące się w wypalonym paliwem charakteryzują się długimi okresami rozpadu – rzędu dziesiątków tysięcy lat – a dodatkowo są alfa promieniotwórcze czyli wysoce radiotoksyczne[2].

Schemat całego cyklu paliwowego jest przedstawiony na rysunku 1. Wydobyty ze środowiska uran podlega konwersji i wzbogaceniu. Istnieje jeszcze możliwość wykorzystania w niektórych typach reaktorów uranu naturalnego jako paliwa jądrowego (ACR, CANDU). Wzbogacony lub naturalny uran stanowi surowiec do wytwarzania paliwa jądrowego, wykorzystanego następnie w reaktorze energetycznym. Po „wypaleniu" w reaktorze energetycznym, paliwo jest przez okres kilku lat „chłodzone" w basenie wodnym, zlokalizowanym bezpośrednio przy reaktorze. Przez ten okres szereg izotopów promieniotwórczych w paliwie ulega rozpadowi. Znacznie zmniejsza się wielkość generowanej mocy cieplnej, umożliwiając wywóz paliwa w specjalnych pojemnikach osłonowych poza teren reaktora.

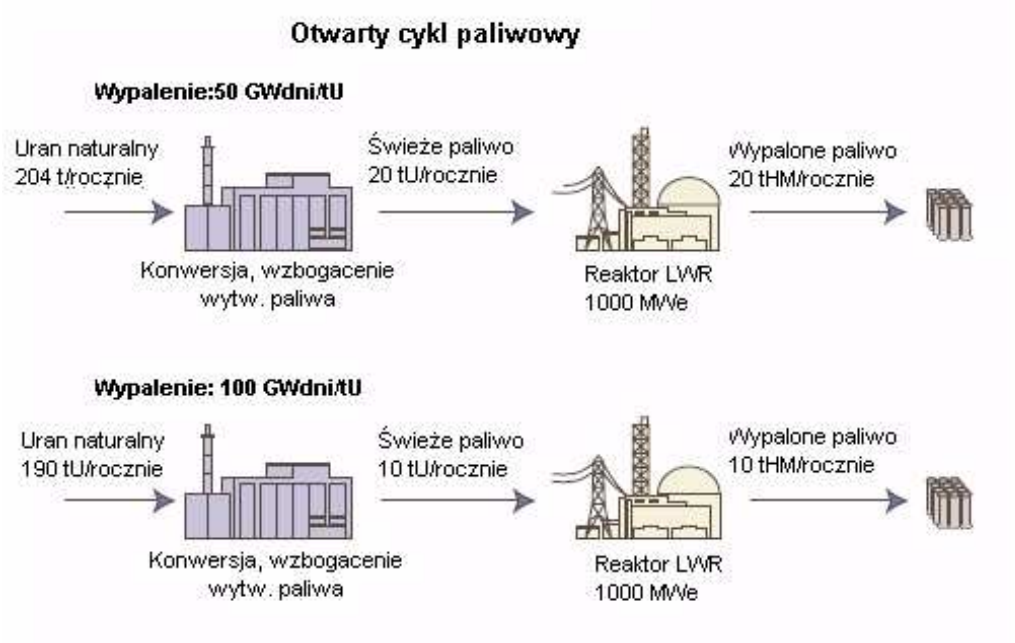
Rys. 1. Schemat cyklu paliwowego reaktorów jądrowych.

[2] Radiotoksyczność – wielkość dawki promieniowania otrzymana przez człowieka przy wchłonięciu jednostki masy lub jednostki aktywności izotopu promieniotwórczego.

Istnieje możliwość wykorzystania kilku scenariuszy postępowania z wypalonym paliwem:

- Ostateczne składowanie odpowiednio „schłodzonego" i zabezpieczonego paliwa w głębokich złożach geologicznych – tzw. otwarty cykl paliwowy, którego schemat przedstawiono na rysunku 2;
- Przerób wypalonego paliwa, wydzielenie z niego uranu i plutonu, wytworzenie paliwa typu MOX (Mixed OXide fuel) i wykorzystanie tego paliwa razem ze świeżym paliwem uranowym w reaktorze jądrowym – tzw. zamknięty cykl paliwowy z paliwem MOX, którego schemat przedstawiono na rysunku 3;
- Przerób wypalonego paliwa, wydzielenie uranu i plutonu oraz tzw. MA[3] i wykorzystanie tych pierwiastków w paliwie dla reaktora na neutronach prędkich (wykorzystanie transmutacji jądrowej[4]) – tzw. cykl zamknięty z reprocesingiem aktynowców. Schemat takiego postępowania z wypalonym paliwem pokazano na rysunku 4.

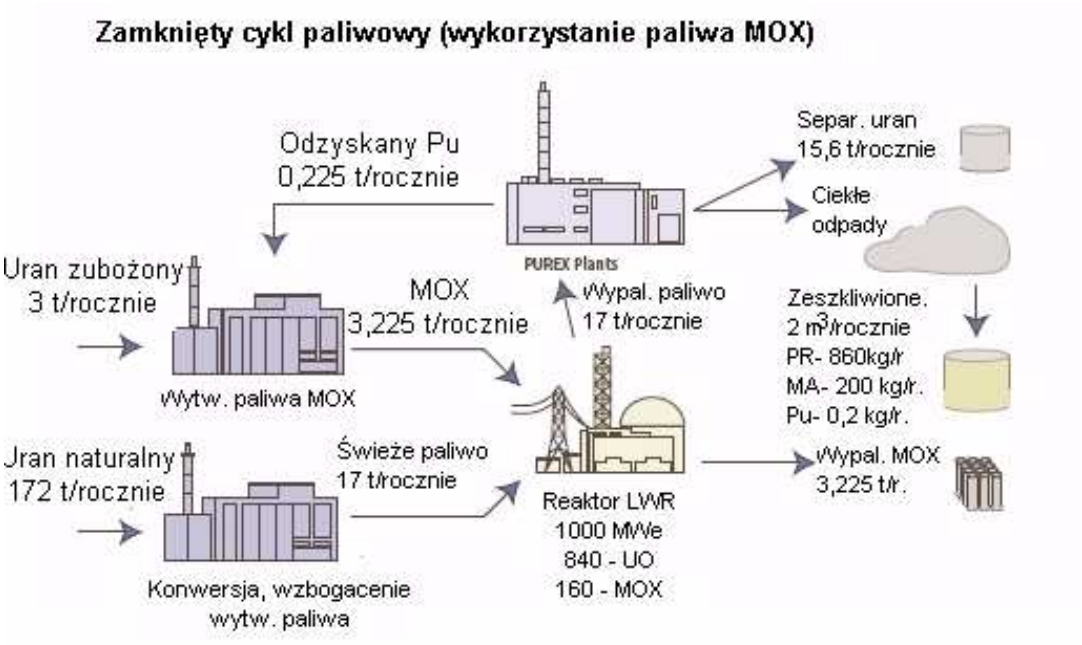
W celu porównania, ilości uranu naturalnego, świeżego paliwa, wypalonego paliwa, odpadów określono dla obiektu (obiektów) o mocy 1 000 MWe wytwarzających rocznie 8 TWh energii elektrycznej brutto.



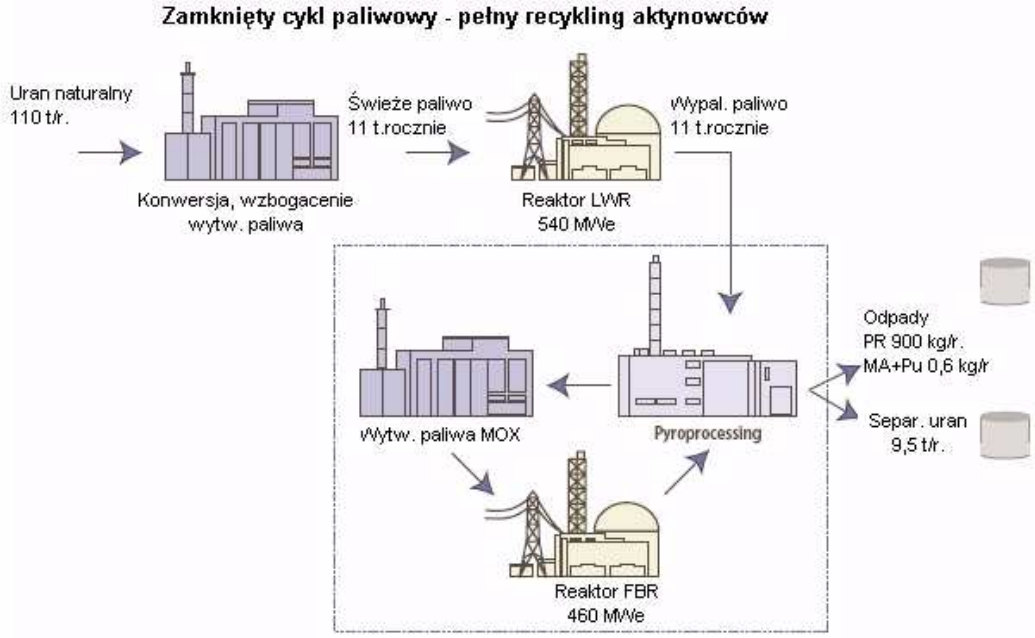
Rys. 2. Schemat otwartego cyklu paliwowego.

[3] MA – Minor Actinide - aktynowce mniejsze określają takie pierwiastki jak neptun, ameryk, kiur, bekerel, kaliforn, einsztein i ferm.

[4] Transmutacja jądrowa – przemiany jądrowe wywołane neutronami, w których wyniku nierozszczepialne izotopy w wypalonym paliwie zostają przekształcone w izotopy rozszczepialne i następnie ulegają rozszczepieniu wytwarzając energię i produkty rozszczepienia.



Rys. 3. Schemat zamkniętego cyklu paliwowego z wykorzystaniem paliwa MOX.



Rys. 4. Schemat zamkniętego cyklu paliwowego z pełnym recyklingiem aktynowców.

W tabeli 1 przedstawiono dla każdego z wymienionych powyżej cykli paliwowych ilość uranu naturalnego, ilość składowanych odpadów promieniotwórczych oraz okres niezbędnej izolacji odpadów od środowiska. Jako okres izolacji przyjęto czas, w jakim aktywność tych odpadów zrówna się z aktywnością uranu i pozostających w równowadze z nim produktów rozpadu. Należy nadmienić, że wszystkie te technologie gwarantują pełne bezpieczeństwo postępowania z wypalonym paliwem.

Tabela 1. Porównanie charakterystyk cykli paliwowych reaktorów energetycznych.

Typ cyklu paliwowego	Ilość Unat/1 TWh	Ilość odpadów/1TWh	Okres sklad.
Cykl otwarty (wypal. 50 GWd/tU)	25,5 ton	2,5 ton	130 000 lat
Cykl zamknięty z MOX	21,5 ton	0,535 ton	3 000 lat
Cykl zamknięty z reprocesingiem aktynowców	13,7 ton	125 kg	500 lat
Reaktor na stopionych solach	50 kg Unat+50 kg Th	100 kg	500 lat

Dla porównania przedstawiono wynik analiz zapotrzebowania na naturalny uran i tor w koncepcji reaktora wykorzystującego stopione sole uranu i toru (fluorki uranu i toru) pracującego z ciągłym oddzielaniem z paliwa produktów rozszczepienia. Doświadczalny reaktor tego typu był zbudowany w USA, jednakże występujące w tym czasie problemy materiałowe spowodowały porzucenie tej technologii. Jednakże ta technologia jest rozpatrywana jako perspektywiczna technologia IV generacji reaktorów energetycznych.

Z przedstawionych w tabeli 1 informacji wynika, że w miarę stosowania bardziej wyrafinowanych cykli paliwowych zmniejsza się ilość wydobywanego ze środowiska uranu niezbędnego do wytworzenia jednostki energii elektrycznej (1 TWh), zmniejsza się ilość składowanych odpadów promieniotwórczych oraz skraca się okres izolacji odpadów od środowiska. Czynnikiem, który obecnie i w przyszłości zdeterminuje wybór określonej opcji postępowania z wypalonym paliwem jest ekonomika. Do momentu, w którym uran naturalny jest stosunkowo tani, a koszty wykorzystania bardziej zaawansowanych cykli paliwowych są znaczne, najbardziej ekonomicznie uzasadnioną opcją jest otwarty cykl paliwowy. Takie rozwiązanie zostało przyjęte przez Finlandię, w której jest budowane składowisko wypalonego paliwa.

Należy nadmienić, że obecnie przeważyła już opinia, że składowane dziś wypalone paliwo może być w perspektywie rozwoju technologii energetyki jądrowej surowcem energetycznym. Dlatego, składowiska wypalonego paliwa buduje się tak, aby w przyszłości można było je wydobyć i po przerobie wykorzystać jako nowe paliwo jądrowe.

DOŚWIADCZENIA Z 50 LAT UNIESZKODLIWIANIA ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH W POLSCE

Krzysztof Madaj
Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych, Otwock-Świerk

1. WPROWADZENIE

Praktycznie każdej działalności związanej z produkcją bądź stosowaniem izotopów promieniotwórczych towarzyszy powstawanie odpadów promieniotwórczych. Za właściwe postępowanie z odpadami promieniotwórczymi na terenie jednostki organizacyjnej, gdzie one powstały, a więc okresowe przechowywanie, ewidencjonowanie i unieszkodliwianie odpadów odpowiada kierownik tej jednostki. Jedyną instytucją w Polsce posiadającą zezwolenie na unieszkodliwianie i składowanie odpadów promieniotwórczych jest przedsiębiorstwo państwowe użyteczności publicznej Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych (ZUOP), który odpowiada za prawidłowe postępowanie z odpadami promieniotwórczymi od chwili ich przejęcia od wytwórcy. Należy jednak podkreślić, że warunkiem koniecznym do prowadzenia prawidłowej gospodarki odpadami promieniotwórczymi jest właściwe postępowanie już na etapie ich powstawania, a więc u prowadzącego prace z wykorzystaniem substancji promieniotwórczych. Podstawowe wymagania, jakie należałoby tu wymienić, to:

- minimalizacja ilości powstających odpadów,
- właściwa segregacja,
- zasada ALARA (As Low As Reasonably Achievable) - podstawowa zasada ochrony radiologicznej: należy tak planować i organizować pracę z promieniowaniem jonizującym, aby otrzymane dawki były możliwie jak najmniejsze z racjonalnym uwzględnieniem czynników technicznych, ekonomicznych i socjalnych (zysk musi zawsze przewyższać straty),
- odpowiednie zabezpieczenie i magazynowanie z uwzględnieniem minimalizacji narażenia personelu i wpływu na środowisko naturalne,
- właściwa dokumentacja na etapie powstawania odpadów radioaktywnych i przekazywania ich do unieszkodliwienia.

2. ŹRÓDŁA I RODZAJE ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH ODBIERANYCH PRZEZ ZUOP DO UNIESZKODLIWIANIA

ZUOP odbiera stałe i ciekłe odpady promieniotwórcze nisko- i średnioaktywne, zużyte zamknięte źródła promieniotwórcze oraz wycofane z eksploatacji czujki dymu.

Głównym źródłem ciekłych odpadów niskoaktywnych jest reaktor MARIA, skąd pochodzi ok. 90% wszystkich ścieków. Ciekłe odpady średnioaktywne powstają przy produkcji źródeł promieniotwórczych i w niektórych przypadkach podczas dekontaminacji skażonych powierzchni.

Znacząca ilość stałych odpadów promieniotwórczych ok. 40% powstaje w Ośrodku Świerk tj. z reaktora Maria oraz z zakładu produkcji izotopów promieniotwórczych tj. Instytutu Energii Atomowej POLATOM Ośrodek Radioizotopów. Odpadami promieniotwórczymi pochodzenia

reaktorowego są m.in. filtry (z układów oczyszczania chłodziwa i wentylacji) odpady podekontaminacyjne, zużyte elementy aparatów i urządzeń reaktorowych. Do odpadów z produkcji izotopów należą:

- niewykorzystane materiały aktywne z produkcji izotopów,
- odpady podekontaminacyjne,
- zużyte skażone elementy aparatów i urządzeń.

Pozostałe 60% pochodzi ze szpitali, klinik i innych instytucji wykorzystujących techniki izotopowe, znajdujących się na terenie całego kraju. Odpady powstałe podczas stosowania substancji promieniotwórczych do celów medycznych to przede wszystkim ampułki po preparatach promieniotwórczych, a także strzykawki, lignina, folia, odzież ochronna, zużyte elementy wyposażenia oraz odpady z dekontaminacji. Specjalną grupę odpadów medycznych stanowią źródła radowe (Ra-226). Odbiór tych odpadów od użytkowników podlega specjalnej procedurze. Dotyczy ona m.in. przygotowania (zabezpieczenia) odpadów na okres transportu. Ma to szczególne znaczenie, w sytuacji, gdy źródła uległy rozszczelnieniu.

Zamknięte, zużyte źródła promieniotwórcze i czujki dymu odbierane są głównie z instytucji spoza Ośrodka Świerk. Dostawcami czujek dymu są zazwyczaj firmy instalujące nowe urządzenia alarmowe, które również demontują stare instalacje alarmowe, odbierają wycofane czujki od innych instytucji i magazynują je do czasu przekazania ZUOP.

W tabeli 1 przedstawiono bilans odpadów odebranych do unieszkodliwiania w latach 2000-2008. Z danych przytoczonych w tablicy wynika, że systematycznie maleje ilość odbieranych odpadów stałych i ciekłych. Jest to spowodowane wprowadzeniem nowych, udoskonalonych technologii produkcji izotopów, właściwą eksploatacją urządzeń techniki jądrowej, a także spadkiem zainteresowania stosowaniem izotopów promieniotwórczych.

Tabela 1. Bilans odpadów odebranych do unieszkodliwiania w latach 2000-2008

Wyszczególnienie	2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008	
	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe	stałe	ciekłe
Źródła odpadów promieniotwórczych																		
Reaktor MARIA (m^3)	16,55	265,00	14,60	110,00	8,00	95,00	6,00	30,00	6,00	98,21	5,030	21,00	12,92	152,09	5,50	84,00	6,76	29,00
Reaktor EWA (m^3)	4,65	-	1,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OR POLATOM IEA (m^3)	11,85	0,41	10,75	0,34	7,200	0,26	7,80	0,23	8,03	0,13	8,60	0,02	7,75	0,03	6,20	0,02	-	0,05
ZUOP (m^3)	5,89	8,50	76,95	8,00	3,10	4,00	18,95	8,00	7,06	-	2,56	4,00	0,33	0,00	1,51	0	3,35	6,00
Instytucje spoza Ośrodka Świerk (medycyna, przemysł, nauka) (m^3)	45,83	1,30	41,98	1,39	29,73	1,59	26,79	1,45	31,39	2,88	26,13	1,66	21,17	0,96	17,27	0,48	12,68	2,59
Ogółem	***84,76***	***275,20***	***145,48***	***119,73***	***48,03***	***100,85***	***59,54***	***39,68***	***52,48***	***101,22***	***42,32***	***26,68***	***42,17***	***153,08***	***30,48***	***84,50***	***22,79***	***37,64***
Kategorie odpadów promieniotwórczych																		
niskoaktywne (m^3)	63,22	274,81	128,14	119,40	39,77	100,64	47,62	39,66	40,17	28,19	31,26	26,68	41,57	153,08	29,92	84,48	22,38	37,63
średnioaktywne (m^3)	-	0,40	-	0,33	-	0,21	1,88	0,02	1,35	73,03	0,65	-	0,60	0,02	0,60	0,02	0,40	0,01
alfa-promieniotwórcze (m^3)	3,74	-	1,66	-	5,07	-	2,16	-	0,79	-	1,90	-	2,46	-	0,45	-	0,08	-
czujki dymu (szt.)	24 367		20 490		10 148		9 995		12 211		14101		19 394		16 425		25 053	
źródła zamknięte (szt.)	898		875		1235		1195		619		825		1 397		1 508		2675	
Odpady przekazane do składowania w KSOP-Różan																		
objętość (m^3)	44,87		137,16		40,72		40,99		33,03		36,30		67,95		48,88		73,41	
aktywność (rozpad na 31.12 w danym roku) (TBq)	1,40		1,57		2,41		1,24		0,52		1,87		1,74		1,37		1,26	

3. UNIESZKODLIWIANIE ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH W POLSCE

Problem unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych powstał w Polsce w 1958 roku, z chwilą uruchomienia w Instytucie Badań Jądrowych (IBJ) w Świerku pierwszego badawczego reaktora jądrowego EWA**.** Znaczący rozwój technik izotopowych i związany z tym wzrost zastosowań izotopów promieniotwórczych w różnych dziedzinach gospodarki kraju, jaki nastąpił z początkiem lat 60-tych spowodował pilną konieczność rozwiązania problemu unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych. Z powodu braku odpowiednich przepisów dotyczących postępowania z odpadami promieniotwórczymi powstał problem nagromadzania tych odpadów u użytkowników substancji promieniotwórczych. Zachodziła obawa, że odpady ciekłe mogą być usuwane w sposób niekontrolowany (kanalizacja komunalna, akweny wodne). Powstał, wymagający pilnego rozwiązania, problem ujęcia w precyzyjne normy gospodarki odpadami promieniotwórczymi. Skutecznym rozwiązaniem tego problemu była decyzja o lokalizacji składowiska w Różanie i jego uruchomieniu w roku 1961. W początkowym okresie zagadnieniem unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych zajmowała się Centrala Odpadów Promieniotwórczych (COP) b. Instytutu Badań Jądrowych (IBJ), będąca w strukturze organizacyjnej instytutu gospodarstwem pomocniczym.

Rozpoczęcie eksploatacji Centralnej Składnicy Odpadów Promieniotwórczych (CSOP) w Różanie spowodowało konieczność opracowania i wdrożenia pełnej technologii unieszkodliwiania odpadów, obejmującej redukcję ich objętości i procesy zestalania oraz pozwalającej na przekształcanie odpadów w formę dogodną do bezpiecznego transportu i długotrwałego składowania. Wymagało to również budowy nowych obiektów i instalacji unieszkodliwiania odpadów.

W roku 1970 COP została przekształcona w Zakład Unieszkodliwiania Substancji Promieniotwórczych (ZUSP), który w roku 1983 włączony został do nowo utworzonego Ośrodka Reaktorów i Produkcji Izotopów (ORiPI) w Instytucie Energii Atomowej (IEA), powstałym po likwidacji IBJ.

W roku 1988, po wyodrębnieniu się ORiPI z IEA i utworzeniu Ośrodka Badawczo-Rozwojowego Izotopów, ZUSP znalazł się w strukturze Instytutu Energii Atomowej. Decyzją Dyrektora IEA, z dniem 1 stycznia 1994 roku został przekształcony w Zakład Doświadczalny Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych (ZDUOP) z rozszerzoną, w stosunku do innych zakładów instytutu, samodzielnością finansową. 1 stycznia 2002 roku ZDUOP IEA przekształcony został w przedsiębiorstwo państwowe użyteczności publicznej - Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych (ZUOP) nadzorowane przez Ministra Gospodarki, a następnie począwszy od 2006 roku przez Ministra Skarbu Państwa.

3.1. Podstawowe zasady postępowania z odpadami promieniotwórczymi

Z uwagi na szczególny charakter odpady promieniotwórcze wymagają specjalnego postępowania. Dotyczy to gromadzenia, przetwarzania, zestalania, transportu, okresowego przechowywania i ostatecznego składowania. Z tego względu ograniczenie źródeł i ilości powstających odpadów jest czynnikiem bardzo ważnym.

Wnikliwa analiza technologii wytwarzania i warunków stosowania materiałów promieniotwórczych niemal w każdym przypadku prowadzi do zmniejszenia ilości odpadów o kilka, a nawet kilkadziesiąt procent. Odpady promieniotwórcze muszą być odpowiednio przetworzone, zestalone, opakowane, a następnie bezpiecznie składowane. Podstawowym celem wymienionych działań jest takie

zabezpieczenie odpadów promieniotwórczych, aby nie stworzyły one zagrożeń dla człowieka i środowiska. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia długoterminowego (ostatecznego) składowania.

Izolacja odpadów promieniotwórczych jest możliwa dzięki barierom ochronnym (układowi barier) zabezpieczającym przed uwalnianiem się substancji promieniotwórczych w miejscu ich składowania i zapobiegającym ich migracji do środowiska, co w konsekwencji stwarzałoby zagrożenie dla ludzi. Bariery ochronne są fizycznymi przeszkodami mającymi uniemożliwić uwalnianie i rozprzestrzenianie się substancji promieniotwórczych.

W celu właściwego zabezpieczenia i składowania odpadów promieniotwórczych należy spełnić podstawowe wymagania:

- w możliwie maksymalnym stopniu zredukować ich objętość,
- nadać im formę odporną na działanie wody i rozpraszanie się,
- przechowywać w sposób nie zagrażający środowisku.

Dla spełnienia tych warunków stosuje się nie jedną, lecz najczęściej wiele barier zabezpieczających, tzw. system multibarier.

Na system multibarier zapobiegających rozprzestrzenianiu się substancji promieniotwórczych oraz pochłaniających promieniowanie składają się bariery sztuczne, tj. wykonane przez człowieka:

- tworzenie trudnorozpuszczalnych związków chemicznych (koncentratów) wiążących odpady promieniotwórcze;
- materiały wiążące (spoiwa), które służą do zestalania odpadów promieniotwórczych, w celu przeciwdziałania rozsypaniu, rozproszeniu, rozpyleniu i wymywaniu substancji promieniotwórczych. Najczęściej stosowanymi materiałami wiążącymi są beton, asfalt, polimery organiczne i masy ceramiczne;
- opakowanie bezpośrednie odpadów promieniotwórczych, które izoluje odpady od otoczenia, zabezpiecza przed uszkodzeniami mechanicznymi, działaniem czynników atmosferycznych i kontaktem z wodą. Na opakowania bezpośrednie stosowane są najczęściej pojemniki metalowe, rzadziej betonowe. W pojemnikach tych odpady są przewożone, magazynowane i składowane;
- betonowa konstrukcja składowiska, która stanowi dodatkowe zabezpieczenie odpadów, szczególnie przed działaniem czynników atmosferycznych, zapobiega korozji opakowań bezpośrednich, a przez to migracji substancji promieniotwórczych z miejsca ich składowania;
- impregnująca warstwa bitumiczna pokrywająca wierzchnią warstwę betonu, której podstawowym zadaniem jest zapobieganie przenikaniu wód opadowych do strefy składowania odpadów, a także uniemożliwianie korozji opakowań i wymywanie substancji promieniotwórczych;

oraz bariery naturalne, to głównie struktura geologiczna i ukształtowanie terenu, a także jego asejsmiczność i korzystne usytuowanie w miejscu tzw. wyniosłości topograficznej. Odpowiednie warunki geologiczne i hydrogeologiczne mają zapobiegać rozprzestrzenianiu się radionuklidów w glebie i przenikaniu ich do wód gruntowych i powierzchniowych. W przypadku KSOP poziom wód gruntowych jest niższy od poziomu składowiska, a struktura podłoża przeciwdziała migracji radionuklidów.

Wielostopniowość systemu barier to zasadniczy warunek ich skuteczności przed rozsypaniem, rozproszeniem, rozpyleniem i wymywaniem substancji promieniotwórczych, a co za tym idzie, niedopuszczeniem do ich migracji w składowisku i jego otoczeniu. W odniesieniu do KSOP skuteczność ta jest potwierdzona wieloletnimi już wynikami kontroli, mającymi na celu dokumentowanie jego wpływu na środowisko naturalne.

Przygotowanie odpadów do składowania poprzedzone jest z reguły redukcją ich objętości. Ułatwia to dalsze operacje z odpadami oraz ogranicza ich ilości przeznaczone do okresowego przechowywania, czy ostatecznego składowania. Pozwala to również na zoptymalizowanie procesu tworzenia barier ochronnych, a także obniża ogólne koszty unieszkodliwiania i składowania odpadów. Bariery sztuczne i naturalne należy rozpatrywać zawsze jako układy dopełniające się i tworzące system multibarier dający skuteczne zabezpieczenie.

3.2. Metody unieszkodliwianie odpadów promieniotwórczych

Podstawowym wyposażeniem powstałej w 1961 roku Centrali Odpadów Promieniotwórczych w początkowym okresie jej działalności były następujące instalacje:

- do zatężania ciekłych odpadów promieniotwórczych (wyparka typu kotłowego wydajność 200l/h w przeliczeniu na destylat, współczynnik dekontaminacji ~ 10^5 (sto tysięcy razy),
- do oczyszczania ciekłych odpadów promieniotwórczych niskoaktywnych metodą współstrącania, której głównym celem było zatężenie zawartych w nich nuklidów w niewielkich objętościach szlamu, a następnie wydzielenie go z odpadów. Metoda polegała na strącaniu radionuklidów z fosforanem wapnia i wodorotlenkiem żelaza oraz żelazocyjankiem miedzi. Stosując różne odczynniki w różnych ilościach oraz dobierając właściwe wartości pH można było usunąć z ciekłych odpadów z dobrą wydajnością (99%) szereg radionuklidów takich jak Cs-137, Sr-90, Y-90, Ce-141 i Ra-226,
- do zestalania szlamów i koncentratów powyparnych (cementowanie w hobokach[1] – wydajność 0,1 m^3/ h).

Ponadto zbudowano magazyn ścieków niskoaktywnych (zbiornik Reaktora Ewa R-II, poj. 300 m^3) i magazyn ścieków średnioaktywnych tj. zbiorniki o pojemności 3* 30 m^3 =90m^3 oraz magazyn odpadów stałych.

W 1971 roku uruchomiono nową instalację do zestalania koncentratów promieniotwórczych w asfalcie, zamiast stosowanego uprzednio cementu. Szlamy mieszane były z asfaltem w temperaturze 220 - 250°C. W procesie asfaltowania ok. 99% wody znajdującej się w szlamach zostało odparowane. Produkty asfaltowania zawierające do 30 % wag. suchych soli wlewane były na gorąco do stalowych bębnów o pojemności 200 dm^3 i po zastygnięciu zalewane 5 cm warstwą czystego asfaltu.

Do zalet tej metody można uznać to, iż materiał wyjściowy był względnie tani i łatwo dostępny, posiadał niski punkt topnienia, dużą odporność na działanie czynników agresywnych i ługowanie wodą. Ponadto metoda ta, pozwalała na jednoczesne usuwanie wody w czasie procesu mieszania z bitumem, co umożliwiało znaczne zmniejszenie objętości i ciężaru otrzymanych odpadów. Wadą tej metody było to, że wymagała ona utrzymywania przez cały okres trwania procesu wysokiej temperatury mieszaniny w reaktorze - mieszalniku (do 250 $^{\circ}$C), co wiązało się z utrzymaniem znacznie wyższej temperatury na ściankach reaktora (do 300 $^{\circ}$C). Mogło powodować to termiczny rozkład asfaltu oraz niektórych składników zestalanych odpadów. Prowadzenie procesu w wysokich temperaturach stwarzało również niebezpieczeństwo wybuchu lub samozapłonu.

Powyższą metodę zestalania odpadów promieniotwórczych stosowano do roku 2001.

W roku 1976 opracowano i wdrożono technologię oczyszczania ciekłych odpadów promieniotwórczych metodą sorpcji na mieszaninie syntetycznych sorbentów nieorganicznych, złożonej z siarczanu baru i żelazocyjanku miedzi, która jest stosowana do dnia dzisiejszego. Mieszanina ta dodawana jest w postaci wodnej zawiesiny. Po rozdzieleniu faz, materiał sorpcyjny

[1] Hobok- pojmenik metalowy, z wiekiem stałym lub zdejmowanym, używany do transportu materiałów.

zawiera od 80 do 99% początkowej aktywności ścieków i poddawany jest dalszemu procesowi przetwarzania (zestalania).

Ponadto w 1976 roku powstały magazyny stałych i ciekłych odpadów promieniotwórczych rozwiązujące problem segregacji odpadów i umożliwiające ich okresowe przechowywanie celem obniżenia aktywności odpadów przed przystąpieniem do przetwarzania.

Szlamy postrąceniowe powstałe w wyniku oczyszczania niskoaktywnych ciekłych odpadów promieniotwórczych o dużej zawartości wody, musiały być poddawane dalszemu przetwarzaniu polegającemu na redukcji objętości i przeprowadzeniu w postać ciała stałego przed ich składowaniem.

W 1981 roku wprowadzono nowe metody przetwarzania odpadów stałych, które są wykorzystywane do dnia dzisiejszego:

- **Zestalanie w żywicach mocznikowo-formaldehydowych (ŻMF)**

ŻMF jest materiałem wiążącym stosowanym wyłącznie do utrwalania odpadów biologicznych. Podstawowym celem stosowania tego spoiwa jest, oprócz zestalania, ograniczenie skutków rozkładu tych odpadów.

Uzyskano wartość współczynnika dekontaminacji 0,5 i współczynnika redukcji objętości także 0,5.

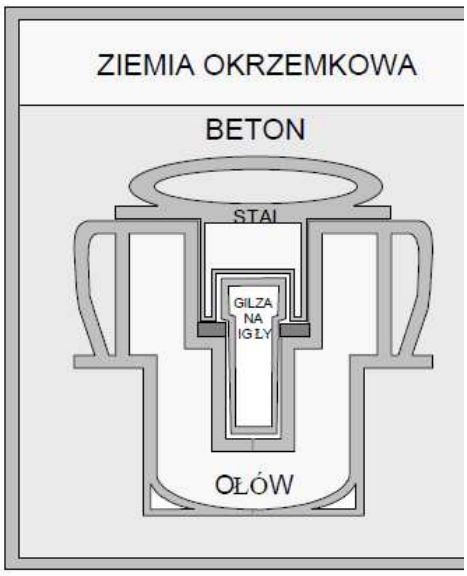
- **Zestalanie w żywicy epoksydowej**

Technologia zestalania odpadów w żywicy epoksydowej jest stosowana do utrwalania zużytych jonitów, tj. materiału filtracyjnego w układzie oczyszczania wód obiegów chłodzenia reaktora MARIA. Zestalaniu podlega zawiesina jonitów zawierająca 65% wody. Jonit jest odwadniany do zawartości wody ok. 30%, a następnie mieszany z żywicą Epidian 53 z utwardzaczem pn. Akfanil tolerującym obecność wody.

W 1991 roku uruchomiono instalację prasowania odpadów stałych, która jest wykorzystywana do dnia dzisiejszego. Przetwarzanie polega na zmniejszeniu objętości odpadów poprzez zgniatanie w stalowych 200 dm^3 bębnach, w prasie hydraulicznej typ PHR o nacisku 12 ton. W zależności od rodzaju prasowanych odpadów, uzyskiwane wartości współczynników redukcji objętości (WRO) wynoszą 1,5 ÷ 3,0.

Rys. 1 i 2. Prasa hydrauliczna wykorzystywana do prasowania odpadów stałych.

W roku 1994 rozpoczęto unieszkodliwianie źródeł radowych. Zużyte źródła radowe zatapiane są w ampułce szklanej i umieszczane w mosiężnej gilzie. Gilza jest następnie hermetycznie zamykana w zasobniku ze stali nierdzewnej, który wkładany jest do gniazda osłonowego, pojemnika ołowianego K-50 lub K-90. Pojemnik ten jest ostatecznie umieszczany w obudowie ze stali zwykłej i zalewany betonem. Po ułożeniu warstwy na powierzchni pokrytego betonem pojemnika, obudowa zamykana jest pokrywą i zaspawana.



Rys. 3, 4. Przekrój przez pojemnik na wycofane z użytkowania zamknięte źródła radowe.

W roku 1995 rozpoczęto unieszkodliwianie czujek dymu. Kierując się zasadą racjonalnego wykorzystania cennej objętości magazynowej dla odpadów długożyciowych opracowano w Zakładzie Doświadczalnym Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych technologię przetwarzania czujek dymu polegającą na ich demontażu, kontroli i kierowaniu na odpady samych źródeł (Am-241, Pu-239 i Pu-238); oszczędność miejsca wynosi w ten sposób co najmniej 95%.

Rys. 5. Boks do demontażu czujek dymu.

Rys. 6. Demontaż czujki dymu.

Po zaprzestaniu zestalania szlamów postrąceniowych i koncentratów powyparnych metodą asfaltowania **w 2001 roku** w ramach pomocy technicznej Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej uruchomiono nową instalację do zestalania odpadów z wykorzystaniem cementu jako materiału wiążącego. Nowa technologia zestalania polega na wymieszaniu odpadów promieniotwórczych w odpowiedniej proporcji ze specjalną mieszanką cementu z dodatkami polepszającymi właściwości produktów zestalania. Najkorzystniejsze własności produktu cementowania osiąga się gdy stosunek woda / cement = 0,4 (max.0,8). Instalacja umożliwia mieszanie odpadów w bębnie, który jest jednocześnie opakowaniem ostatecznym. W celu zabezpieczenia otoczenia przed skażeniami produkty cementowania są zalewane warstwą rzadkiej zaprawy cementowej.

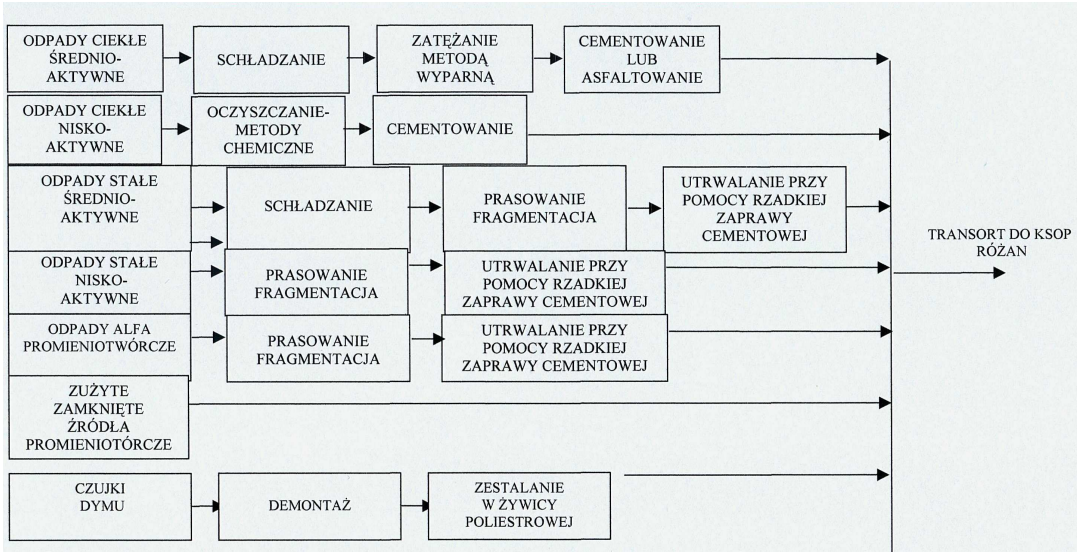
Rys. 7, 8. Instalacja do cementowania szlamów postrąceniowych i koncentratów powyparnych.

W 2003 roku uruchomiono nową instalację wyparną do zatężania ścieków średnioaktywnych. Osiągane wartości współczynników dekontaminacji sięgają sto tysięcy tzn., że aktywność destylatu może być nawet sto tysięcy razy mniejsza niż aktywność ścieku wyjściowego. W procesie wyparnym usuwane są również zanieczyszczenia typu chemicznego (np. metale ciężkie). W związku z tym metody wyparne są szczególnie korzystne dla środowiska, gdyż czystość destylatu, jest

porównywalna z czystością wód rzek i jezior kwalifikowanych jako czyste. Usuwanie do kanalizacji oczyszczonego ścieku zawsze poprzedzone jest kontrolą radiometryczną, której wynik jest podstawą decyzji o tym sposobie postępowania. Koncentrat powyparny podlega zestaleniu w procesie betonowania.

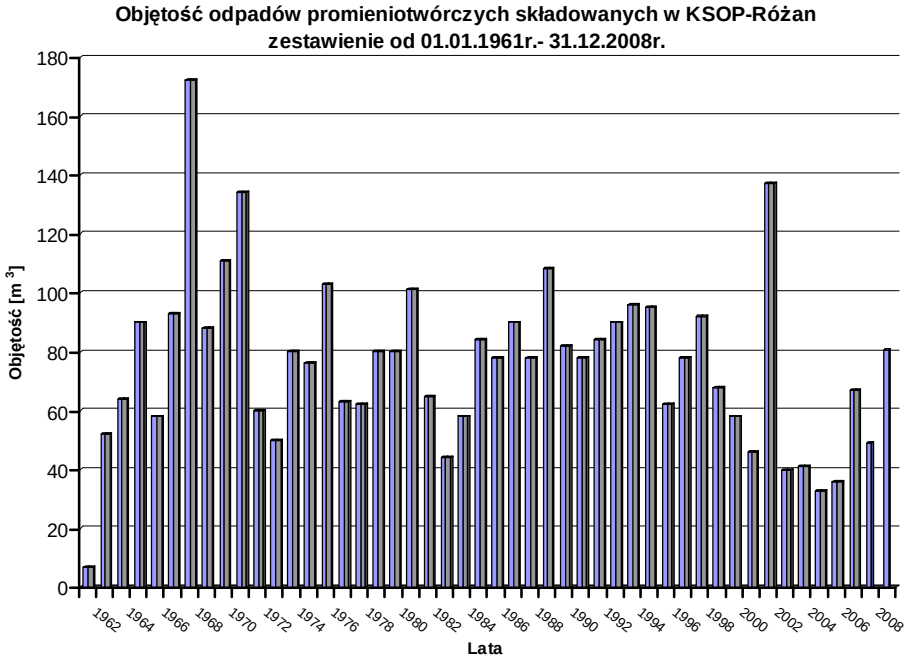
Znaczącym osiągnięciem w zakresie technologii oczyszczania ciekłych odpadów promieniotwórczych w ZUOP było opracowanie i zbudowanie w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej 3 stopniowej instalacji odwróconej osmozy, przeznaczonej do oczyszczania / zatężania niskozasolonych ciekłych odpadów promieniotwórczych. **Od 2003 roku** stanowi ona element ciągu technologicznego unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych w ZUOP w Świerku. Odzyskana woda jest niemal całkowicie wolna od radionuklidów. Efektywność oczyszczania ścieków wynosi 99,9% przy wydajności rzędu 2 m^3/h, a współczynnik redukcji objętości ścieku osiąga wartości od 2 do 20.

Rys. 9. Instalacja odwróconej osmozy.



Rys. 10. Schemat postępowania z odpadami w Polsce.

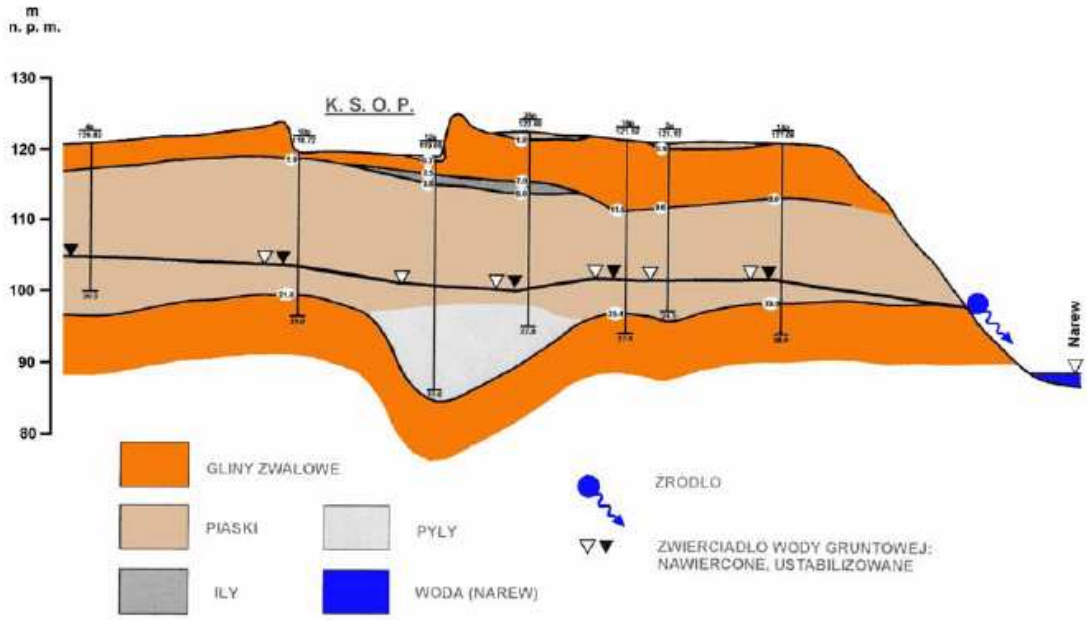
Ilość przetworzonych odpadów promieniotwórczych przeznaczonych do okresowego lub ostatecznego składowania wynoszą rocznie ok. 45 m^3. Są to stałe, zestalone odpady o wadze ok. 70 ton, które zajmują objętość ok. 80 m^3, z czego 35 m^3 przypada na materiały wiążące – głównie beton. Zestalone odpady umieszczane są w metalowych hobokach lub bębnach o pojemności odpowiednio 0,05 i 0,2 m^3 zabezpieczonych dwustronnie warstwą cynku i transportowane są do jedynego w Polsce Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych w Różanie.



Rys. 11. Objętość odpadów promieniotwórczych przekazanych do składowania w latach 1961-2008.

4. SKŁADOWANIE ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH W KRAJOWYM SKŁADOWISKU ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH (KSOP) W RÓŻANIE

KSOP położone jest w miejscowości Różan nad Narwią w odległości ok. 90 km od Warszawy i mieści się na terenie dawnego fortu zajmując powierzchnię 3,045 ha. Od strony północnej fortu, w odległości ok. 400 m, znajdują się zabudowania miejskie, zaś od strony północno – wschodniej oddalona o ok. 800 m rzeka Narew. KSOP funkcjonuje już od 1961 roku i według klasyfikacji Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej jest typem składowiska powierzchniowego. Składowisko to, zajmujące obszar 3,045 ha, znajduje się w jednym z dawnych fortów wojskowych, wybudowanych przez władze rosyjskie w latach 1905-1908. Wody gruntowe znajdują się pod warstwą gliny o bardzo małej przepuszczalności i warstwą gleby o właściwościach sorpcyjnych na głębokości kilkunastu metrów poniżej składowiska (patrz rys.12).

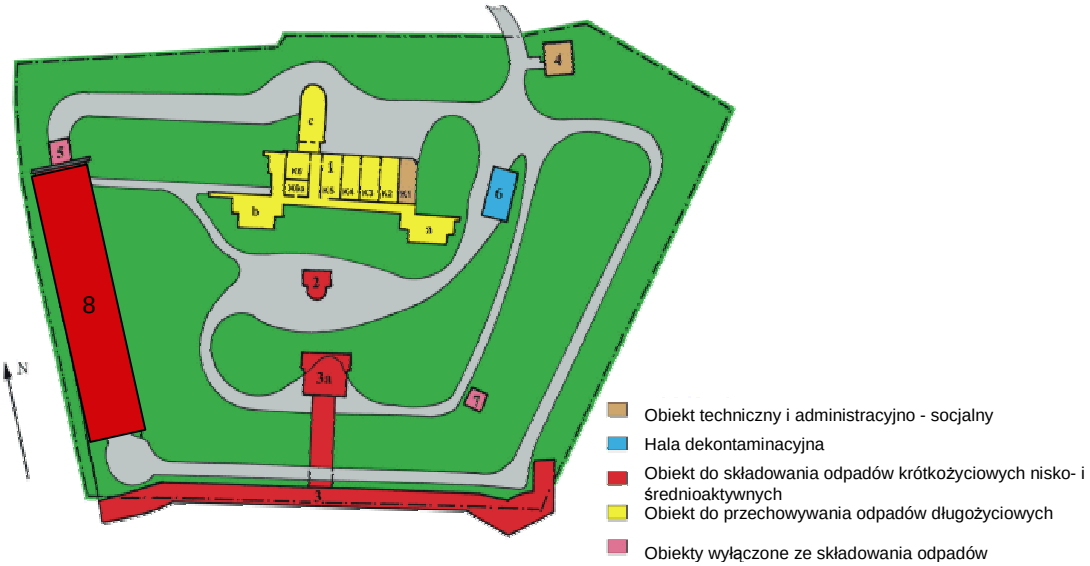


Rys. 12. Przekrój przez system hydrogeologiczny terenu Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych w Różanie.

Skład podłoża przeciwdziała skutecznie migracji odpadów, które mogłyby na skutek nieszczęśliwych wydarzeń przeniknąć do gleby i rozprzestrzeniać się dalej przez wody gruntowe.

Miejscem składowania odpadów są obiekty betonowe fortu, częściowo pokryte ziemią (obiekty 1, 2, 3 i 3a) oraz fragment fosy zachodniej (obiekt nr 8).

Rozmieszczenie obiektów na terenie Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych w Różanie przedstawiono na rysunku nr 13.



Rys. 13. Rozmieszczenie obiektów na terenie Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych w Różanie.

Składowisko to przeznaczone jest do składowania krótkożyciowych odpadów nisko- i średnioaktywnych oraz do okresowego przechowywania odpadów długożyciowych.

W KSOP mogą być składowane odpady wyłącznie w postaci stałej lub zestalonej, a ponadto muszą spełniać następujące wymagania jakościowe:

- nie powinny wydzielać produktów gazowych (wyjątek stanowią odpady zawierające izotopy rozpadające się do produktów gazowych, np. Ra-226-dla nich opracowana jest specjalna technologia opisana w punkcie 3.2),
- nie powinny zawierać substancji wybuchowych, łatwopalnych lub wykazujących się powinowactwem chemicznym w stosunku do barier ochronnych,
- nie powinny zawierać cieczy nie związanej powyżej 1% całkowitej masy odpadów,
- ługowalność z produktów zestalania odpadów niskoaktywnych nie powinna być większa niż 10^{-2} g×cm^{-2}×d^{-1}, a dla średnioaktywnych 10^{-3} g×cm^{-2}×d^{-1} ,
- pojemniki z odpadami powinny być szczelnie zamknięte w sposób zabezpieczający przed wydostaniem się odpadów na zewnątrz.

Długożyciowe odpady alfa promieniotwórcze przechowywane są w komorach betonowych budowlach fortu. Grubości ścian i stropów w obiektach wynoszą 1,2 - 1,5 m, co zapewnia pełną osłonność biologiczną umieszczonych w nich odpadów. Odpady te, przed ostatecznym zamknięciem składowiska w Różanie, będą przeniesione do innego składowiska. Największą objętościowo grupę odpadów alfa promieniotwórczych stanowią wycofywane z eksploatacji czujki dymu ze źródłami Am-241, Pu-239 i Pu-238 oraz wycofane z użytkowania źródła radowe.

Miejscem składowania odpadów krótkożyciowych nisko- i średnioaktywnych jest także fragment adaptowanej do tego celu suchej fosy. Dno i zbocza fosy pokryte są 20 cm warstwą betonu. Stałe i zestalone odpady w dwustronnie ocynkowanych bębnach metalowych umieszczane są w fosie warstwami. Następnie zalewane są betonem z dodatkiem bentonitu, który, z uwagi na właściwości

sorpcyjne, wspomaga skuteczność izolacji odpadów. Ostatnie, najwyżej znajdujące się odpady pokrywane są 40 cm warstwą betonu i zaimpregnowane mieszanką bitumiczną ograniczającą możliwości infiltracji wód opadowych do wnętrza tej konstrukcji.

Zużyte zamknięte źródła promieniotwórcze krótkożyciowe nisko – i średnioaktywne składuje się w podziemnym betonowym obiekcie składającym się z 12 komór. Po wykorzystaniu poszczególnych komór są one wypełnione betonem w celu ograniczenia poziomu promieniowania na zewnątrz komór. Wlana zostanie również zaprawa cementowa, natomiast wlot komory zostanie odpowiednio uszczelniony i zamknięty.

Skuteczność stosowanych zabezpieczeń (barier) jest systematycznie sprawdzana przez kontrolę:

- narażenia radiologicznego pracowników na podstawie pomiarów indywidualnych,
- radioaktywności podstawowych elementów środowiska naturalnego (powietrze, woda, gleba, roślinność),
- poziomu promieniowania na terenie i otoczeniu składowiska.

Dla zapewnienia maksymalnej obiektywności badań stanu radiologicznego środowiska, prowadzone są one przez jednostki niezależne od prowadzącego eksploatację Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych, a mianowicie:

- Laboratorium Pomiarów Dozymetrycznych Instytutu Energii Atomowej,
- Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej na zlecenie Państwowej Agencji Atomistyki,
- Dozór Jądrowy Państwowej Agencji Atomistyki,
- Państwowy Instytut Geologiczny.

Zapewnia to pełną wiarygodność i wzajemną kontrolę wykonywanych pomiarów. Kontrola indywidualna narażenia pracowników prowadzona jest na podstawie pomiarów napromieniowania zewnętrznego oraz pomiarów skażeń wewnętrznych. Uzyskane wyniki wskazują, że u żadnej z kontrolowanych osób nie stwierdzono, aby skuteczne dawki obciążające przekroczyły 1% wartości granicznej (20 mSv/rok wynosi dawka graniczna dla osób narażonych zawodowo).

Na podstawie pomiarów spektrometrycznych określających zawartość nuklidów gamma promieniotwórczych w ich organizmach można stwierdzić, że nie zarejestrowano przypadków przekroczenia zawartości radionuklidów pochodzenia naturalnego, które występują u wszystkich ludzi. Rejestruje się bardzo małe stężenia Cs-137 (obecność tego radionuklidu spowodowane jest awarią elektrowni w Czarnobylu i testami z bronią jądrową na świecie).

Pomiary radioaktywności podstawowych elementów środowiska naturalnego w otoczeniu KSOP nie odbiegają od wartości występujących w środowisku naturalnym.

Wartość mocy dawek promieniowania gamma w otoczeniu składowiska nie odbiegają od poziomów rejestrowanych na pozostałym obszarze Polski. Dla porównania poniżej przedstawiono tabele wartości mocy dawek uzyskanych ze stacji wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych 2006 i 2007 roku zlokalizowanych na terenie Polski.

Tabela 2. Wartości mocy dawek promieniowania gamma uzyskane ze stacji wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych w 2006 r.

Stacje*	Miejscowość (lokalizacja)	Zakres średnich dobowych [nGy/h]	Średnia roczna [nGy/h]
PMS	Białystok	46 – 95	67
	Gdynia	89 – 106	93
	Koszalin	67 – 91	81
	Kraków	91 – 120	103
	Łódź	62 – 84	73
	Lublin	67 – 117	96
	Olsztyn**	59 – 111	83
	Sanok	77 – 109	91
	Szczecin	63 – 167	95
	Toruń	84 – 105	91
	Warszawa	48 – 100	77
	Wrocław	53 – 71	61
	Zielona Góra	72 – 90	80
IMiGW	Gdynia	85 – 95	90
	Gorzów	91 – 107	99
	Legnica	94 – 124	108
	Lesko	89 – 127	112
	Mikołajki	72 – 106	93
	Świnoujście	78 – 98	90
	Warszawa	69 – 94	82
	Włodawa	70 – 112	82

Źródło: Biuletyn Działalność Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki oraz ocena stanu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w Polsce w 2006 roku.

** PMS (Permanent Monitoring Station)- trzynaście stacji automatycznych należących do Państwowej Agencji Atomistyki i działających w systemach międzynarodowych Unii Europejskiej i Państw Bałtyckich, które wykonują ciągłe pomiary:*

- mocy dawki promieniowania gamma oraz widma promieniowania gamma powodowanego skażeniami powietrza i powierzchni ziemi,

- intensywności opadów atmosferycznych oraz temperatury otoczenia.

** IMiGW- dziewięć stacji należących do Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej, które wykonują:*

- ciągłe pomiary mocy dawki promieniowania gamma oraz widma promieniowania gamma i aktywności całkowitej alfa i beta aerozoli atmosferycznych (7 stacji);

- pomiar aktywności całkowitej beta w próbach tygodniowych opadu całkowitego oraz oznaczenie zawartości Cs-137 w próbach miesięcznych opadu.

*** Pomiary od 1 maja 2006r.- po modernizacji stacji.*

Tabela 3. Wartości mocy dawek promieniowania gamma uzyskane ze stacji wczesnego wykrywania skażeń promieniotwórczych w 2007 r.

Stacje*)	Miejscowość (lokalizacja)	Zakres średnich dobowych [nGy/h]	Średnia roczna [nGy/h]
PMS	Białystok	53 – 101	70
	Gdynia	93 – 114	99
	Koszalin	62 – 117	77
	Kraków	84 – 147	101
	Łódź	60 – 86	68
	Lublin	82 – 112	98
	Olsztyn	80 – 111	92
	Sanok	79 – 116	92
	Szczecin	64 – 99	78
	Toruń	76 – 102	85
	Warszawa	80 – 100	86
	Wrocław	45 – 109	59
	Zielona Góra	66 – 88	73
IMiGW	Gdynia	82 – 95	86
	Gorzów	93 – 109	99
	Legnica	94 – 122	109
	Lesko	98 – 134	114
	Mikołajki	65 – 115	91
	Świnoujście	85 – 101	91
	Warszawa	68 – 102	84
	Włodawa	67 – 87	76
	Zakopane	96 – 142	119

Źródło: Biuletyn Działalność Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki oraz ocena stanu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w Polsce w 2007 roku

W analogicznym okresie w otoczeniu KSOP w Różanie (2006 r.) moc dawki promieniowania gamma w powietrzu, uwzględniająca promieniowanie kosmiczne oraz ziemskie (pochodzące od radionuklidów zawartych w glebie) wahała się w granicach od 90 nGy/h do 115 nGy/h, przy średniej rocznej 101 nGy/h. Moc dawki promieniowania gamma powietrzu w 2007 roku w otoczeniu KSOP Różan wahała się w granicach 83,7 nGy/h do 105,6 nGy/h przy średniej rocznej 94,4 nGy/h.

Wyniki pomiarów promieniowania gamma w Polsce oraz w otoczeniu KSOP w Różanie utrzymuje się od wielu lat na stałym poziomie. Przytoczone dane wykazują, że moce dawek w otoczeniu KSOP w Różanie są na porównywalnym poziomie, co na pozostałym obszarze w kraju.

Zróżnicowane wartości mocy dawki (nawet dla tej samej miejscowości) wynikają z lokalnych warunków geologicznych decydujących o poziomie promieniowania ziemskiego.

Nie stwierdzono również wśród społeczności miasta Różan żadnych ujemnych skutków zdrowotnych w wyniku eksploatacji składowiska. Na podstawie przeprowadzonych badań przez Centrum

Onkologii Instytut im. Marii Skłodowskiej-Curie w Warszawie wynika, że umieralność na choroby nowotworowe w gminie Różan należy do najniższych w Polsce.

WNIOSKI

1. Stosowane w ZUOP technologie przetwarzania i zestalania odpadów promieniotwórczych ulegają systematycznej modyfikacji i doskonaleniu. Zmiany te związane są z koniecznością dostosowania tych technologii do coraz wyższych wymagań dotyczących jakości przetwarzanych odpadów przeznaczonych do okresowego przechowywania bądź ostatecznego składowania, a także rosnącymi wymaganiami w zakresie ochrony środowiska. Efektem udoskonalonych lub nowych technik i technologii unieszkodliwiania odpadów jest uzyskanie wyższych wartości współczynników redukcji objętości oraz otrzymanie produktów zestalania tzw. produktów końcowych o zwiększonej odporności na ługowanie, odporności chemicznej i wytrzymałości mechanicznej.
2. Dotychczasowe doświadczenia eksploatacji składowiska w Różanie, nie wykazują jego negatywnego oddziaływania na ludzi i poszczególne elementy środowiska.
3. Środowisko naturalne jest w sposób ciągły monitorowane zarówno przez ZUOP jak i instytucje niezależne. Monitoringowi podlegają wody, roślinność, powietrze na terenie oraz w otoczeniu KSOP w Różanie. Wyniki tego monitoringu i regularnie wykonywanej oceny narażenia personelu, wskazują, że zawartość substancji promieniotwórczych w badanych elementach środowiska jest niezmiennie poniżej granicznych wartości. Świadczy to, że prowadzona przez ZUOP działalność związana z eksploatacją KSOP nie stwarza zagrożenia dla ludności i środowiska.
4. Narażenie pracowników ZUOP zawsze utrzymuje się na poziomie poniżej dawek granicznych (w większości nie przekraczających granicy czułości stosowanych precyzyjnych metod pomiarowych).
5. W dotychczasowej działalności nie stwierdzono przypadków zdarzeń mogących spowodować znaczące w świetle wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej narażenie pracowników i środowiska.

UNIESZKODLIWIANE ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH - PERSPEKTYWY DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ

Janusz Włodarski
Państwowa Agencja Atomistyki, Warszawa

1. WSTĘP

Odpady promieniotwórcze występują w postaci gazowej, ciekłej jak i stałej. Grupę odpadów ciekłych stanowią głównie wodne roztwory i zawiesiny substancji promieniotwórczych. Do grupy odpadów stałych zaliczane są zużyte zamknięte źródła promieniotwórcze, zanieczyszczone substancjami promieniotwórczymi środki ochrony osobistej (rękawice gumowe, odzież ochronna, obuwie), materiały i sprzęt laboratoryjny (szkło, elementy aparatury, lignina, wata, folia), zużyte narzędzia i elementy urządzeń technologicznych (zawory, fragmenty rurociągów, części pomp) oraz wykorzystane materiały sorpcyjne i filtracyjne stosowane w procesie oczyszczania roztworów promieniotwórczych, bądź powietrza uwalnianego z reaktorów i pracowni izotopowych (zużyte jonity, szlamy postrąceniowe, wkłady filtracyjne itp.).

Z uwagi na rodzaj wysyłanego promieniowania i typ odpadów można wyróżnić ich następujące kategorie:

- beta i gamma promieniotwórcze (niskoaktywne, średnioaktywne i wysokoaktywne),
- alfapromieniotwórcze (niezależnie od aktywności),
- zamknięte źródła promieniotwórcze.

Wypalone paliwo jądrowe stanowi odrębną grupę materiałów promieniotwórczych, zazwyczaj zaliczaną do odpadów wysokoaktywnych. Początkowa wysoka aktywność wypalonego paliwa i generowanie ciepła stwarzają konieczność stosownego magazynowania okresowego w przechowalnikach wodnych przed ich ostatecznym składowaniem lub przerobem. W przypadku braku odpowiednich obiektów do składowania, wypalone paliwo powinno być (po okresie przechowywania „mokrego") czasowo przechowywane w suchych przechowalnikach.

Powszechnie stosowane postępowanie z odpadami promieniotwórczymi nisko i średnioaktywnymi krótkożyciowych (o okresie półrozpadu poniżej 30 lat) polega na ich przetworzeniu do postaci stabilnej pod względem chemicznym i fizycznym, a następnie na izolowaniu od otaczającego środowiska poprzez czasowe przechowywanie w obiektach magazynowych a następnie składowanie w obiektach do tego przeznaczonych.

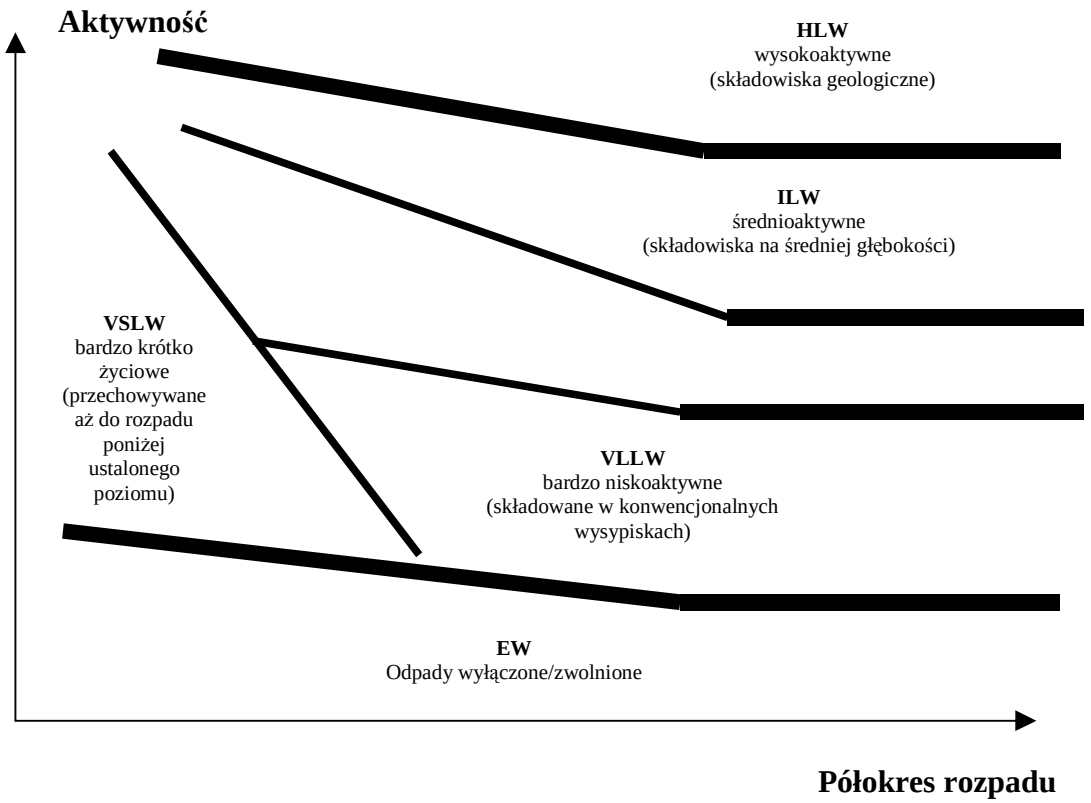
2. KLASYFIKACJA ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH W DOKUMENTACH MAEA

Ze względu na fakt, ze trudno jest znaleźć w krajach UE zbliżone do siebie zasady kwalifikowania odpadów promieniotwórczych i jasno określone kryteria, np. liczbowe, poniżej na Rys. 1 przedstawiono ilustrację koncepcji klasyfikacji odpadów promieniotwórczych proponowaną przez MAEA [1], gdzie oś pionowa odpowiada aktywności odpadów, zaś oś pozioma – okresowi połowicznego rozpadu radioizotopów zawartych w odpadach.

Należy zaznaczyć, że proponowana klasyfikacja dotyczy w zasadzie odpadów stałych i jest opracowana z punktu widzenia składowania. Według dokumentu MAEA [1]:

Odpady wyłączone (EW)

Odpady wyłączone zawierają tak małe stężenia radioizotopów, że nie wymagają stosowania środków ochrony przed promieniowaniem, bez względu na to, czy są składowane na konwencjonalnych wysypiskach, czy poddawane recyklingowi. Materiały takie można zwolnić lub wyłączyć spod kontroli dozorowej, albo w ogóle ich nie uwzględniać w tym kontekście.



Rys. 1. Ilustracja klasyfikacji odpadów promieniotwórczych wg MAEA [1: Exempt waste (EW) – odpady wyłączone spod kontroli dozorowej; Very Short Lived Waste (VSLW) – odpady bardzo krótko życiowe; Very Low Level Waste (VLLW) – odpady bardzo niskoaktywne; Low Level Waste – odpady niskoaktywne; Intermediate Level Waste – odpady średnioaktywne; High Level Waste (HLW) – odpady wysokoaktywne.

Pewną analogię stanowią odpady ciekłe lub gazowe uwalniane do środowiska pod odpowiednią kontrolą dozorową, ponieważ uwalniane materiały nie wymagają uwzględnienia z punktu widzenia bezpieczeństwa i ochrony przed promieniowaniem. Istnieją jednak pewne ważne różnice dotyczące ustalania ilości takich odpadów, jakie można uwalniać; poza tym zwykle prowadzi się monitoring środowiska.

Odpady bardzo krótkożyciowe (VSLW)

Odpady bardzo krótkożyciowe zawierają wyłącznie radioizotopy o bardzo krótkim okresie połowicznego rozpadu przy stężeniach powyżej poziomów zwolnienia. Odpady takie można przechowywać do czasu, kiedy ich aktywność spadnie poniżej poziomów zwolnienia[1], umożliwiając takie postępowanie ze zwolnionymi odpadami, jakby były to odpady konwencjonalne. Przykładem takich odpadów są źródła Ir-192 i Tc-99m oraz odpady zawierające radioizotopy o podobnie krótkich okresach połowicznego rozpadu pochodzące z zastosowań przemysłowych i medycznych. Podobne kryteria mogą być stosowane w postępowaniu z odpadami ciekłymi i gazowymi zawierającymi radioizotopy krótkożyciowe, które przechowuje się do czasu obniżenia stężenia aktywności poniżej odpowiednich ograniczeń dla uwolnień. Generalnie opcja postępowania polegająca na przechowywaniu w celu doprowadzenia do rozpadu powinna być stosowana wyłącznie dla radioizotopów o okresie połowicznego rozpadu rzędu 100 dni lub krótszym.

Odpady bardzo niskoaktywne (LLW)

Podczas eksploatacji i likwidacji obiektów jądrowych powstają spore ilości odpadów o stężeniu aktywności w obszarze nieco powyżej poziomów określonych dla zwolnienia materiałów z kontroli dozorowej. Takie odpady, zawierające radioizotopy pochodzenia naturalnego, mogą powstawać także w związku z wydobyciem lub przetwarzaniem rud i minerałów. Postępowanie z takimi odpadami, w odróżnieniu od odpadów wyłączonych, wymaga rozpatrzenia z punktu widzenia bezpieczeństwa i ochrony przed promieniowaniem, jednak zakres niezbędnych środków będzie bardzo ograniczony w porównaniu ze środkami niezbędnymi wobec odpadów bardziej promieniotwórczych, zaliczanych do klas opisanych dalej. Odpady stanowiące tak ograniczone zagrożenie, a jednak przekraczające lub zbliżone do poziomów dla odpadów wyłączonych, MAEA zaleca nazywać odpadami bardzo niskoaktywnymi. Dla takich odpadów odpowiedni poziom bezpieczeństwa można osiągnąć na drodze ich składowania w odpowiednich obiektach inżynieryjnych typu wysypisko. Niektóre państwa członkowskie MAEA stosują takie składowanie również w odniesieniu do odpadów o niskim stężeniu aktywności, powstających w obiektach jądrowych. Rozwiązania projektowe dla takich składowisk są różne, od prostych pokryw po systemy bardziej złożone, a generalnie składowiska takie wymagają stosowania przez odpowiedni czas czynnych i biernych środków kontroli instytucjonalnej.

Odpady niskoaktywne (LLW)

W przeszłości odpady niskoaktywne definiowano jako odpady niewymagające osłon podczas normalnego przemieszczania i transportu. Odpady promieniotwórcze wymagające osłon ale nie generujące ciepła klasyfikowano jako odpady średnioaktywne. Do rozróżnienia tych dwóch klas stosowano kontaktową moc dawki równą 2 mSv/h. W prezentowanym obecnie schemacie klasyfikacyjnym (Rys.1), który bazuje przede wszystkim na bezpieczeństwie długoterminowym, moc dawki promieniowania nie jest już wykorzystywana. Obecnie MAEA uważa, że zagadnienie to oczywiście musi być uwzględniane przy przemieszczaniu lub transporcie odpadów oraz do celów

[1] Badania prowadzone na poziomie krajowym i międzynarodowym doprowadziły do określenia poziomów wyłączenia i zwolnienia materiałów stałych, odpowiadających poszczególnym radioizotopom. Wyjaśnienia i wskazówki dotyczące koncepcji wyłączenia i zwolnienia z kontroli dozorowej podano w poradniku bezpieczeństwa MAEA RS-G-1.7 *Application of the Concepts of Exclusion, Exemption and Clearance* (Stosowanie koncepcji nieuwzględnienia, wyłączenia i zwolnienia). Publikacja ta podaje wartości stężeń aktywności radioizotopów, zarówno naturalnych jak i sztucznych, jakie urzędy dozorowe mogą stosować do określania, kiedy kontrola dozorowa nad dużymi ilościami materiałów stałych nie jest wymagana, lub kiedy przestaje być konieczna.

operacyjnej ochrony przed promieniowaniem w zakładach postępowania z odpadami i składowiskach, ale nie musi to być czynnik decydujący dla długoterminowego bezpieczeństwa składowiska.

W opisywanym tu schemacie klasyfikacyjnym, odpady niskoaktywne to odpady nadające się do składowania w składowiskach płytkich. Jest to opcja składowania odpowiednia dla odpadów zawierających taką ilość materiału promieniotwórczego, która wymaga solidnego zabezpieczenia i odizolowania przez czas ograniczony, do kilkuset lat.

Z uwagi na to, że odpady nadające się do składowania w składowiskach płytkich mogą powstawać z bardzo różnymi stężeniami i mogą zawierać wiele różnych radioizotopów, istnieją różne rozwiązania projektowe dla takich składowisk - od bardzo prostych po bardziej złożone obiekty inżynieryjne, zaś głębokość składowania też może być różna, od powierzchni gruntu po głębokość 30 metrów.

Według omawianego dokumentu odpady niskoaktywne mogą zawierać małe stężenia radioizotopów długożyciowych, a duże stężenia izotopów krótkożyciowych (w okresie składowania i kontroli instytucjonalnej większość z tych izotopów ulegnie rozpadowi). Klasyfikacja powinna się odnosić do poszczególnych radioizotopów, z uwzględnieniem różnych dróg narażenia, takich jak pokarmowa (np. w przypadku długookresowej migracji radioizotopów do dostępnej biosfery w okresie po-eksploatacyjnym składowiska) i wziewna (np. w przypadku wtargnięcia człowieka do składowiska). Czynnikiem różnicującym odpady promieniotwórcze nadające się do składowania w obiektach płytkich i średnio głębokich może być czas potrzebny do ich kontrolowania w trybie kontroli instytucjonalnej a więc czas, w jakim można zapobiegać wtargnięciu człowieka do składowiska. Analiza bezpieczeństwa dla konkretnego składowiska powinna wykazać, że konkretny zestaw odpadów nadaje się do składowania w tym obiekcie.

Według MAEA nie można określić wyraźnej granicy między LLW i ILW, ponieważ ograniczenia aktywności dla różnych radioizotopów lub grup radioizotopów będą różne. Dla konkretnych składowisk kryteria akceptowalności odpadów będą zależne od konkretnego projektu i planów dla składowiska płytkiego (np. bariery inżynieryjne, czas trwania kontroli instytucjonalnej, czynniki dotyczące konkretnej lokalizacji). Ograniczenia stężeń aktywności radioizotopów długożyciowych w poszczególnych opakowaniach z odpadami można uzupełnić ograniczeniami dotyczącymi średnich poziomów aktywności lub prostymi technikami operacyjnymi, takimi jak selektywne rozmieszczanie w składowisku opakowań z odpadami o wyższej aktywności.

Władze krajowe powinny wprowadzić ograniczenia dotyczące składowania radioizotopów długożyciowych w obiektach płytkich, opierając się na ocenach bezpieczeństwa dla konkretnych składowisk.

Odpady średnioaktywne (ILW)

W prezentowanym schemacie klasyfikacyjnym odpady średnioaktywne zawierają radioizotopy długożyciowe w ilościach wymagających wyższego stopnia zabezpieczenia i izolacji od biosfery, niż to jest w składowiskach płytkich. Wskazane jest składowanie w obiekcie o głębokości od kilkudziesięciu do kilkuset metrów. W ten sposób, dobierając odpowiednie charakterystyki barier zarówno naturalnych jak i inżynieryjnych w obrębie składowiska, można zapewnić długotrwałą izolację odpadów od środowiska. W szczególności, na takiej głębokości generalnie można wykluczyć szkodliwe skutki erozji w krótkim i średnim horyzoncie czasowym. Inną ważną zaletą składowania odpadów na średniej głębokości jest to, że w porównaniu z obiektami nadającymi się dla LLW, prawdopodobieństwo wtargnięcia człowieka zostaje znacząco zmniejszone. W związku z tym w takich składowiskach bezpieczeństwo długoterminowe nie będzie zależne od istnienia instytucjonalnych środków kontroli.

Jak stwierdzono wyżej, nie można w uniwersalny sposób określić granicy pomiędzy LLW i ILW w odniesieniu do poziomów stężeń dla składowania odpadów promieniotwórczych, ponieważ poziomy dozwolone będą zależeć od konkretnego składowiska i związanego z nim stanu bezpieczeństwa i oceny bezpieczeństwa.

Odpady wysokoaktywne (HLW)

Klasa odpadów wysokoaktywnych zawiera wysokie stężenia radioizotopów zarówno krótko- jak i długożyciowych, i wymaga wyższego stopnia zabezpieczenia niż odpady omawiane poprzednio, zapewnionego zazwyczaj przez barierę geologiczną. HLW generują znaczące ilości ciepła pochodzącego z rozpadu promieniotwórczego. Typowe wartości poziomów aktywności świeżego wypalonego paliwa jądrowego z reaktora energetycznego są rzędu 104 do 106 TBq/m^3, zaś w czasie składowania, po kilkudziesięciu latach chłodzenia, wynoszą około 104 TBq/m^3.

3. METODY PRZETWARZANIA ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH

Odpady ciekłe:

- oczyszczanie metodami z zastosowaniem sorbentów nieorganicznych,
- zatężenie na wyparce,
- filtry jonitowe,
- zestalanie (cement, asfalt, tworzywa sztuczne),
- zeszkliwianie.

Przetwarzanie ciekłych odpadów promieniotwórczych polega na zatężeniu odpadów do jak najmniejszej objętości, a następnie przetworzeniu koncentratu w postać stałą. Duże zmniejszenie objętości ścieków jest konieczne, zarówno ze względów ekonomicznych, jak i eksploatacyjnych. Prowadzi ono do zmniejszenia wymiarów i kosztów urządzeń do zestalania.

Zawarte w ściekach nuklidy promieniotwórcze są oddzielane różnymi metodami jak: strącanie chemiczne, wymiana jonowa, destylacja. Strącanie jest dosyć prostą metodą chemiczną o niezbyt dużej skuteczności, nadającą się do wód brudnych, niskoaktywnych, o dużej zawartości soli. Wymiana jonowa jest najbardziej skuteczna przy oczyszczaniu stosunkowo czystych ścieków o małych zawartościach soli. Osiąga się wtedy współczynnik oczyszczania ok. 10^4. Najbardziej uniwersalną i efektywną, chociaż i najbardziej kosztowną metodą oczyszczania ścieków, jest odparowywanie. Z wyjątkiem lotnych nuklidów promieniotwórczych, wszystkie inne zanieczyszczenia są skutecznie oddzielane od wody. Osiąga się współczynnik oczyszczania ok. 10^6. W przypadku ścieków wysokoaktywnych może się okazać konieczne dodatkowe oczyszczenie wody, np. metodą wymiany jonowej lub powtórnej destylacji. Oczyszczoną wodę uwalnia się do otoczenia albo wykorzystuje w procesach technologicznych.

Pozostałe po odparowaniu szlamy i koncentraty powyparne muszą być przetworzone do postaci stałej. Jako materiałów zestalających używa się powszechnie betonów. Betonowanie jest stosunkowo proste, tanie i szeroko stosowane. Metoda polega na wymieszaniu koncentratów z masą cementową i wypełnianiu mieszaniną beczek. Wady tej metody to: znaczne zwiększenie objętości w stosunku do objętości przerabianych koncentratów; ograniczenie aktywności zestalanych odpadów (z uwagi na bezpieczeństwo personelu obsługującego); możliwość wymywania nuklidów promieniotwórczych z

betonu w czasie magazynowania; ograniczenie zawartości soli i kwasu borowego, powodujących uszkodzenia struktury betonu.

Powyższe metody są szeroko znane i stosowane w świecie w odniesieniu do odpadów nisko- i średnio-aktywnych. Odpady wysokoaktywne wymagają stosowania innych technologii.

Podstawowym problemem jest sposób przetwarzania ciekłych odpadów wysokoaktywnych, powstających wyłącznie w procesie przerobu paliwa wypalonego. Wysokoaktywne roztwory produktów rozszczepienia w zakładzie przerobu paliwa zawierają powyżej 99,9% całkowitej aktywności wszystkich odpadów w cyklu paliwowym, chociaż stanowią jedynie ok. 1% ich objętości.

W roztworach wodnych produktów rozszczepienia [2] po pierwszym cyklu ekstrakcji skupia się ponad 99,9% wszystkich produktów rozszczepienia paliwa wypalonego, 0,1 ÷ 0,5% plutonu oraz prawie cała ilość pozostałych aktynowców. Początkowa objętość tych roztworów przypadająca na tonę uranu ($4 \div 10 m^3/t$ U) zostaje w procesie odparowania wielokrotnie zmniejszona, a następnie zmagazynowana w specjalnych zbiornikach.

Obecnie na całym świecie ogromna większość wysokoaktywnych roztworów produktów rozszczepienia jest przechowywana w postaci ciekłej w zbiornikach. W czasie przechowywania aktywność roztworów znacznie spada – o ok. 90% w pierwszych 5 latach (podczas pierwszych 150 dni przechowywania paliwa wypalonego w basenie przyreaktorowym, na długo przed rozpoczęciem procesu przerobu, aktywność paliwa spada już o 30% jej początkowej wartości).

Zbiorniki są zwykle wykonane [2] w kształcie pionowych cylindrów o objętości do 1200 m^3, ze ścianami ze stali nierdzewnej. Umieszczone są w ciężkich komorach betonowych, podziemnych lub przynajmniej częściowo zagłębionych w ziemi. Komory są wyłożone blachą ze stali nierdzewnej, a zbiornik jest ustawiony na specjalnych podporach, umieszczonych na dnie komory. Zbiorniki są wyposażone w systemy chłodzące (rurki z wymuszonym obiegiem wody zanurzone w koncentracie), systemy mieszania koncentratu (w celu niedopuszczenia do zbierania się i zestalania osadów na dnie zbiornika), systemy przepompowywania koncentratu z jednych zbiorników do innych, systemy pomiarowe (pomiary ciśnienia, temperatury, poziomu, stężenia itd.), systemy kontrolno-alarmowe (przekroczenie temperatury, wystąpienie nieszczelności), systemy wentylacji. Czas eksploatacji zbiorników wynosi 20÷30 lat.

Nad opanowaniem technologii zeszkliwiania odpadów wysokoaktywnych pracuje się w wielu krajach od dawna.

Tylko kilka krajów na świecie rozporządza przemysłowymi instalacjami przerobu wypalonego paliwa jądrowego z reaktorów wodnych (ciśnieniowych i wrzących) i technologią zeszkliwiania powstałych odpadów wysokoaktywnych. Są to:

- Francja (La Hague)
- Wielka Brytania (Sellafield)
- Japonia (Tokai i w przeszłości Rokkashomura)
- Rosja (RT – 1 i RT – 2).

Odpady stałe:

- fragmentacja,
- prasowanie,
- utrwalanie (cement, tworzywa sztuczne),
- spalanie.

Fragmentacji (cięcie) poddawane są te odpady, których wymiary są przeszkodą do bezpośredniego składowania. Proces fragmentacji może też prowadzić do powstawania odpadów (pyły) i zazwyczaj musi być prowadzony w kontrolowanych warunkach.

Prasowanie jest dość rozpowszechnioną metodą redukcji objętości. Jej wydajność wzrasta w przypadku z zastosowania pras o bardzo dużym nacisku.

Objętość odpadów palnych najskuteczniej redukuje się poprzez ich spalenie. Powstały popiół zajmuje na ogół nie więcej niż 1/80 część pierwotnej objętości odpadów. Po wymieszaniu go z substancjami wiążącymi (cement, piasek, woda), mieszaninę załadowuje się do beczek. Spalanie prowadzi się w specjalnych piecach, w których gazy spalania są przepuszczane przez system filtrów (mechanicznych, elektrycznych) i płuczek w celu oczyszczenia ich z popiołów i pyłów oraz związków chemicznych mogących zawierać nuklidy promieniotwórcze.

Odpady biologiczne:

- utrwalanie w żywicach mocznikowo – formaldehydowych.

4. PRZECHOWYWANIE ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH

Po wytworzeniu, nieprzetworzone odpady promieniotwórcze można - przed ich składowaniem - poddać szeregowi procesów takich jak przenoszenie, przetwarzanie i kondycjonowanie. Podczas takich etapów postępowania odpady promieniotwórcze mogą podlegać przechowywaniu, które ma albo ułatwić następny krok postępowania, albo spełnić rolę bufora pomiędzy kolejnymi krokami postępowania z odpadami. Zatem odpady promieniotwórcze są przechowywane w postaci przetworzonej i nieprzetworzonej, a także przez różne okresy czasu.

Istnieje wiele powodów uzasadniających przechowywanie odpadów promieniotwórczych przed ich składowaniem przez różne okresy czasu. Poniżej podano kilka przykładów:

- umożliwienie rozpadu radioizotopów krótkożyciowych do poziomu, przy którym odpady promieniotwórcze mogą być wyłączone spod kontroli dozorowej lub można zezwolić na ich zwolnienie, usuwanie lub ponowne wykorzystanie albo recykling (jest to często spotykane w szpitalach, ośrodkach onkologicznych i laboratoriach medycznych; np. w miejscach gdzie stosowne są terapie jodowe);
- zebranie i zgromadzenie wystarczającej ilości odpadów promieniotwórczych przed ich przekazaniem do innego obiektu w celu poddania obróbce i kondycjonowaniu (w przypadku Polski dotyczy to np. Zakładu Unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych - ZUOP);
- zebranie i zgromadzenie wystarczającej ilości odpadów promieniotwórczych przed ich składowaniem (ZUOP – w obiekcie Magazyn Spedycyjny Odpadów Promieniotwórczych);
- zmniejszenie ilości ciepła wytwarzanego przez odpady wysokoaktywne przed ich przekazaniem do dalszego postępowania;
- zapewnienie długookresowego przechowywania odpadów promieniotwórczych w krajach, które nie posiadają odpowiednich składowisk (dobrym przykładem jest tu przedsiębiorstwo COVRA w Holandii, eksploatujące przechowalniki odpadów promieniotwórczych przystosowanych do długookresowej (ok. 120 lat) eksploatacji).

Z pierwszymi trzema przykładami mamy najczęściej do czynienia w małych przechowalnikach odpadów promieniotwórczych, w których przechowywanie ma charakter krótkotrwały wobec głównego celu, jakiemu służy obiekt. Dwa ostatnie przykłady dotyczą na ogół obiektów większych,

związanych z obróbką i przechowywaniem odpadów pochodzących z obiektów należących do jądrowego cyklu paliwowego oraz z obiektów scentralizowanych, które gromadzą i przetwarzają odpady pochodzące od wielu drobnych użytkowników źródeł promieniotwórczych (np. ZUOP).

Niezbędny czas przechowywania odpadów przed ich składowaniem może być bardzo różny, może wynosić zaledwie kilka dni, tygodni lub miesięcy w przypadku przechowywania „rozpadowego" lub poprzedzającego przekazanie do innego obiektu lub do innego etapu postępowania z odpadami. Dłuższe, wieloletnie okresy przechowywania odpadów mogą być konieczne w przypadku przechowywania odpadów wysokoaktywnych w celu zmniejszenia ciepła rozpadu, albo w przypadku długookresowego przechowywania odpadów promieniotwórczych, dla których nie ma odpowiedniego składowiska.

Przechowalnik może się znajdować w obiekcie wytwarzającym odpady, takim jak elektrownia jądrowa, szpital lub laboratorium, albo może stanowić obiekt odrębny, taki jak scentralizowany lub ogólnokrajowy obiekt służący do przetwarzania i przechowywania odpadów. Przechowalniki mogą mieć bardzo różne rozmiary, od szafki czy szafy (np. w laboratorium) po duże obiekty (np. przechowalniki scentralizowane).

Ogólne wymagania projektowe i eksploatacyjne przechowalników odpadów muszą zapewniać ochronę pracowników, osób postronnych, a także ochronę środowiska i spełniać poniższe warunki [3]:

- dawki promieniowania, otrzymywane przez pracowników i osoby postronne na skutek działalności związanej z przechowywaniem odpadów, nie przekraczają odpowiednich ograniczeń ustanowionych przepisach krajowych, oraz
- zapewniona powinna być optymalizacja ochrony ludzkiego zdrowia i środowiska przed promieniowaniem, oraz
- skutki dowolnego przewidywalnego uszkodzenia lub warunków awaryjnych powinny zminimalizowane zgodnie z zasadą ALARA i wymaganiami krajowymi.

5. PRZECHOWYWANIE WYPALONEGO PALIWA JĄDROWEGO

Po wyładowaniu z reaktora jądrowego, wypalone paliwo jest źródłem bardzo intensywnego promieniowania jonizującego. W trakcie eksploatacji w reaktorze jądrowym, w paliwie jądrowym gromadzą się promieniotwórcze izotopy: produkty rozszczepienia jąder paliwa, transuranowce czy aktynowce - izotopy, które powstają w wyniku wywołanych neutronami przemian jądrowych jąder paliwa i następnie rozpadu tych izotopów. Pod wpływem promieniowania neutronowego następuje aktywacja materiałów konstrukcyjnych. Rozpad tych izotopów powoduje emisję promieniowania jonizującego: cząstek alfa, promieniowania beta i gamma oraz neutronów. Promieniowanie to powoduje również generację w wypalonym paliwie energii cieplnej.

W miarę rozpadu tych radioaktywnych izotopów intensywność promieniowania i moc wytwarzanej energii cieplnej zmniejsza się. Jednakże wypalone paliwo musi być odizolowane od środowiska przez okres setek tysięcy lat. I tylko niezwykle znikome - w stosunku do wytworzonej energii - ilości wypalonego paliwa czynią to zadanie możliwe do wykonania.

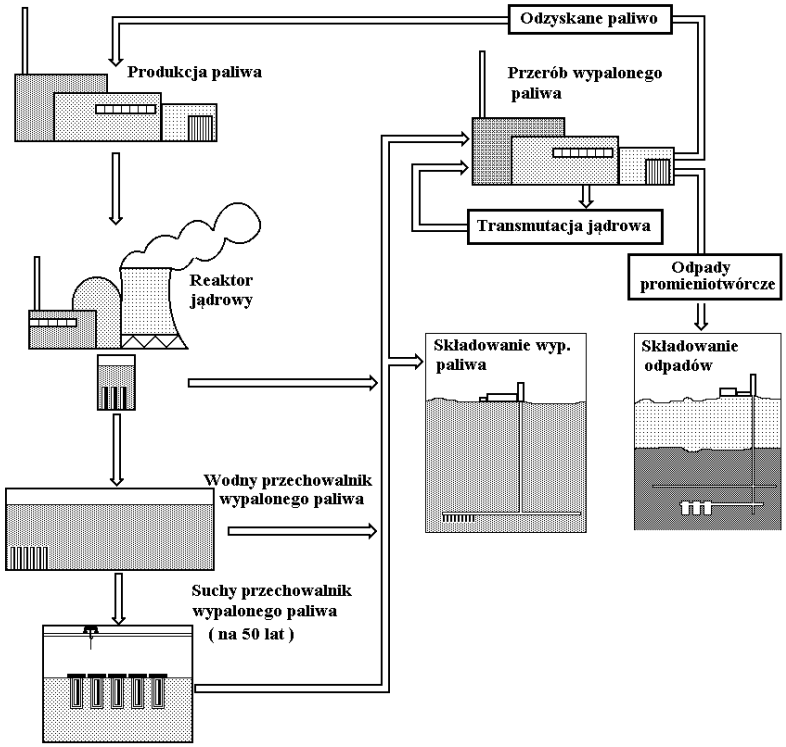
Dla przykładu, wytworzenie 1 TWh energii elektrycznej w elektrowniach z reaktorami wodnymi powoduje wytworzenie ok. 4 ton wypalonego paliwa, w którym znajduje się ok. 2,52 ton HM[2]. Paliwo to zajmuje objętość ok. 1,5 m^3 [4].

[2] HM – masa Heavy Metal – uran + aktynowce i produkty ich rozpadu

Ze względu na znaczną aktywność i wytwarzanie dużych ilości ciepła, po wyładowaniu z reaktora, wypalone paliwo jest przechowywane w basenach wodnych przy reaktorach. Po okresie kilku lat "schładzania" wypalone paliwo może być transportowane i dalsza gospodarka zależy od przyjętej technologii. W zasadzie, w świecie stosuje się obecnie dwie technologie postępowania z wypalonym paliwem:

1. przerób wypalonego paliwa, wykorzystanie pierwiastków rozszczepialnych do wytwarzania nowego paliwa oraz składowanie odpowiednio zabezpieczonych wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych w głębokich formacjach geologicznych,
2. okresowe przechowywanie wypalonego paliwa w suchych lub wodnych przechowalnikach, odpowiednie zabezpieczenie wypalonego paliwa przez zamknięcie go w specjalnych, odpornych na korozję i inne oddziaływania pojemnikach oraz składowanie tak zabezpieczonych pojemników w głębokich formacjach geologicznych.

Powyższe opcje dobrze ilustruje rys.2.



Rys. 2. Cykl paliwowy [4].

Przechowywanie wypalonego paliwa jądrowego jest typowym, dobrze rozpoznanym i technicznie rozwiązanym zagadnieniem. Niemniej oprócz zagadnień technicznych z tym etapem postępowania z wypalonym paliwem jądrowym traktowanym jako materiał wyjściowy do dalszych operacji związanych z przerobem, czy jako odpad promieniotwórczy w sytuacji, gdy nie będzie ono już poddawane przerobowi, wiążą się inne zagadnienia natury ekonomicznej, bezpieczeństwa czy też problemy etyczne. Różnorodność podejścia do przechowywania wypalonego paliwa jądrowego ilustruje poniższa tabelka. W tabeli zawarto nie tylko informacje o planowanym podejściu, w wymienionych krajach, do przechowywania wypalonego paliwa jądrowego ale także, generalnie do przechowywania różnych odpadów promieniotwórczych ponieważ ww. zagadnienia przechowywania

dotyczą tych wszystkich odpadów z energetyki jądrowej, choć oczywiście nie tylko ta działalność powoduje powstawanie odpadów promieniotwórczych, niemniej jest dominującą jeśli chodzi o ilości odpadów promieniotwórczych, co nie zmienia faktu, że w porównaniu z innymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej ilości te nie są duże; ale nie o ilościowe rozważania w tym przypadku chodzi. Wymienione w tabeli 1 „długoterminowe przechowywanie" rozumieć należy jako przechowywanie w czasie nieokreślonym (być może bardzo, bardzo długim). Skróty oznaczają: LLW – odpady niskoaktywne, ILW – odpady średnioaktywne, HLW – odpady wysokoaktywne, SF – wypalone paliwo jądrowe.

Tabela 1. Podsumowanie poglądów prezentowanych przez różne kraje, dotyczących przechowywania odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego w odniesieniu do różnych okresów czasu.

Kraj	Krótkoterminowe przechowywanie	Przedłużone przechowywanie	Długoterminowe przechowywanie	Inne opcje
Belgia	Głównie scentralizowane przechowywanie LLW, ILW, HLW	Rozważane w odniesieniu do krótkożyciowych LLW	Brak informacji	
Kanada	Głównie scentralizowane przechowywanie LLW i SF	Lokalne lub scentralizowane przechowywanie – powierzchniowe lub podziemne – jest rozważane dla różnych okresów czasu, włącznie z przechowywaniem długoterminowym		
Czechy	HLW i SF w scentralizowanym przechowalniku oraz Przy elektrowniach	Być może będzie rozważana	Rozważane i wykluczone jako nierealistyczne	Brak informacji
Finlandia	SF w dwóch przechowalnikach przy elektrowniach	Podjęta decyzja o budowie składowiska geologicznego		
Francja	Wiele przechowal-ników dla różnych rodzajów odpadów	Rozważane jako wykonalne dla SF, z powodu możliwości odzyskania materiałów rozszczepialnych	Brak informacji	
Węgry	Scentralizowany przechowalnik dla SF	rozważane	Brak informacji	
Włochy	Scentralizowane przechowalniki są planowane	Brak informacji		
Japonia	Wiele przechowalników dla odpadów różnych typów	Brak informacji		Składowisko geologiczne z zapewnioną w gługim okresie czasu opcją odzyskania odpadów
Holandia	Scentralizowany przechowalnik dla większości typów odpadów	Oficjalna polityka przewiduje co najmniej 100-letnie przechowywanie	Brak informacji	300-letnie przechowywanie uważane za wykonalne

Hiszpania	SF i HLW przechowywane przy elektrowniach, przechowalnik scentralizowany jest planowany	Głębokie przechowywanie rozważane jako alternatywa do składowania geologicznego	Uważane za nieakceptowalne ze względu na obciążanie przyszłych pokoleń	Brak informacji
Szwecja	SF w podziemnym scentralizowanym o przechowalniku CLAB	Rozważane ale uważane za nieetyczne	Uważane za niewykonalne	Wydłużone przechowywanie w CLAB uważane za wykonalne ale porzucone na rzecz składowania
Szwajcaria	Scentralizowany przechowalnik dla większości odpadów w ZWILAG	Rozważane i odrzucone na korzyść głębokiego składowania		Monitorowane głębokie składowanie
Wielka Brytania	Wiele przechowal-ników dla odpadów różnych typów	W trakcie rozważań		Składowanie z możliwością odzysku
USA	Wiele przechowalników dla odpadów różnych typów	Rozważane dla odpadów zawierających pluton z broni jądrowej ale nie rekomendowane		Przedłużone prze-chowywanie SF jako przejaw opcji „nic nie robić” ale obciążone wieloma konsekwencjami; Składowisko w Yucca Moutain z możliwością odzysku

Przechowywanie odpadów i wypalonego paliwa jądrowego jest normalną i konieczną praktyką w postępowaniu z tymi materiałami. Bardziej szczegółowe dociekania wskazują na dużą różnorodność kondycjonowania, pakowania i „strategii” przechowywania (co do aspektów technicznych) w różnych krajach. Te strategie zmieniają się od prostych instalacji dla LLW do bardzo skomplikowanych, radiologicznie odpornych i wyposażonych w urządzenia do zdalnego sterowania budowli dla odpadów o wyższej aktywności i wypalonego paliwa jądrowego. Główną cechą instalacji do przechowywania jest możliwość odzyskania odpadów, a jeśli są one pakowane to opakowanie powinno pozostawać w dobrym stanie przez cały okres przechowywania tak, aby można je było bez problemów wykorzystać w składowisku. Z powodów ekonomicznych instalacje do przechowywania odpadów i wypalonego paliwa jądrowego są konstrukcjami naziemnymi (za wyjątkiem szwedzkiego CLAB usytuowanego kilkanaście metrów pod powierzchnią terenu). Decyzja czy budować pojedyncze przechowalniki czy jeden lub dwa scentralizowane zależy od kilku czynników:

- koszty – rozważenia wymagają koszty projektowania jednej konstrukcji czy wielu (być może różnych, dla których trudno zastosować optymalizację), z kolei koszty eksploatacji mogą też być różne w przypadku jednej dużej budowli lub kilku mniejszych, podobnie spełnienie wymagań związanych ochroną środowiska czy monitoringiem mogą być różne;
- transport – do jednego miejsca czy kilku
- zainteresowanie inwestorów (mniejszy czy większy obiekt)’
- bezpieczeństwo publiczne,
- bezpieczeństwo pracowników.

Podobne czynniki należy wziąć pod uwagę podejmując decyzje odnośnie długości przechowywania (krótkoterminowe, długo- lub bardzo długoterminowe).

Wyżej wymienione czynniki nie nastręczają trudności w ocenie jednak zwraca uwagę fakt, dość częstego rozważania długoterminowego przechowywania, co można traktować jako przejaw niepewności odnośnie technicznych i technologicznych możliwości wdrożenia rozwiązań składowisk geologicznych. Nie zawsze bowiem u podstaw tego zwlekania z zastosowaniem rozwiązań ostatecznych (składowanie) leżą względy ekonomiczne związane z potencjalnym odzyskaniem materiałów rozszczepialnych. Podobne wnioski można wyciągnąć z postawy niektórych krajów manifestującej się tzw. podejściem „nie robić nic". Oznacza to, że kraje te nie budują składowisk gdyż technologie związane ze składowaniem geologicznym uważają za niesprawdzone i niepewne, a istnieje duża szansa, że w wyniku postępu technologicznego przyszłe pokolenia poradzą sobie z odpadami promieniotwórczymi łatwiej. Taka postawa jest w oczywistej sprzeczności z zasadą „nie obciążania przyszłych pokoleń naszymi problemami". Ponadto, reprezentowanie podejścia opisanego powyżej nie sprzyja uzyskaniu szerokiej akceptacji społecznej dla energetyki jądrowej i związanych z nią technologii postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym.

6. SKŁADOWANIE ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH

Proces lokalizacji SOP polega na odpowiednim doborze warunków geologicznych (bariera geologiczna), konstrukcji składowiska (bariery inżynierskie) i kryteriów akceptacji odpadów do składowania.

W procesie lokalizacji wyróżnia się 4 etapy:

- koncepcji i planowania oraz badań materiałów archiwalnych,
- badań regionalnych,
- szczegółowych badań obszarów wytypowanych,
- szczegółowych badań dokumentujących poprawność wyboru lokalizacji [5].

Zakres badań w poszczególnych etapach jest częściowo powtarzalny. Różni się jednak skalą i stopniem uszczegółowienia informacji oraz przeprowadzanych analiz, a także udziałem badań terenowych, których zakres wzrasta wraz z kolejna fazą dokumentowania. Do celów dwóch pierwszych etapów należy wyodrębnienie obszarów i formacji geologicznych perspektywicznych dla dalszych, bardziej szczegółowych badań studialnych. Analiza na tym etapie ma generalnie charakter screening'u negatywnego, tzn. badanie na wytypowanych obszarach warunków wykluczających lub ograniczających lokalizację. Pierwszy etap procesu lokalizacji przeprowadza się zazwyczaj w oparciu o istniejącą dokumentację budowy geologicznej kraju. Dopiero w następnych etapach występują badania terenowe.

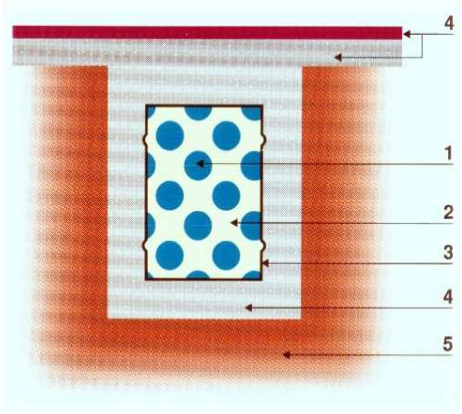
Schematyczny układ barier w składowisku pokazano na Rys.3. Na tym etapie omawiania barier ochronnych nie trzeba jeszcze rozgraniczać składowisk powierzchniowych i głębokich ponieważ ogólna idea jest wspólna. Natomiast takie rozgraniczenie jest konieczne gdy rozpatrywana jest ważność poszczególnych barier. Otóż w składowisku powierzchniowym, które powinno zachować swoje cechy izolacyjne odpadów od biosfery przez okres ok. 500 lat wpływ pierwszych czterech barier (Rys.3) jest istotny i mogą one rekompensować „pewne" niedostatki bariery naturalnej.

Wynika to z faktu, że obecnie znane są i sprawdzone technologie budowlane pozwalające utrzymać żądaną szczelność w wymaganym okresie 500 lat. Inaczej sprawa wygląda w przypadku składowiska zlokalizowanego w głębokich formacjach geologicznych - GeoSOP, w którym trwałość barier inżynierskich ma mniejsze znaczenie biorąc pod uwagę wymagany czas izolacji odpadów (tysiące lat). W tym przypadku niedostatków bariery geologicznej nie da się rekompensować w wiarygodny

sposób. Nie zmienia to faktu, że w składowiskach geologicznych należy stosować tak dobre bariery inżynierskie jak to jest tylko możliwe.

Na ww. system barier składają się:

- *Tworzenie trudno rozpuszczalnych związków chemicznych* (koncentratów) wiążących izotopy promieniotwórcze (bariera chemiczna).
- *Materiał wiążący* (spoiwo), który służy do zestalania odpadów, co przeciwdziała rozsypaniu, rozproszeniu, rozpyleniu i wymywaniu substancji promieniotwórczych. Spoiwem może być beton (działa jednocześnie jako osłona biologiczna), asfalt, polimery organiczne i masy ceramiczne (bariera fizyczna).
- *Opakowanie odpadów*, zabezpieczające je przed uszkodzeniami mechanicznymi, działaniem czynników atmosferycznych i kontaktem z wodą. Stałe lub zestalone odpady zamykane są na ogół w pojemnikach metalowych lub betonowych i w tej postaci są przewożone, magazynowane i składowane (I bariera inżynierska).



Rys. 3. Bariery ochronne: 1 – chemiczne; 2 – fizyczna; 3 - I inżynierska; 4 - II inżynierska; 5 - naturalna (geologiczna).

- *Betonowa konstrukcja składowiska*, która stanowi dodatkowe zabezpieczenie odpadów przed działaniem czynników atmosferycznych, zapobiega korozji opakowań oraz migracji substancji promieniotwórczych z miejsca ich składowania (II bariera inżynierska).
- *Pokrywa multiwarstwowa* wykonana na etapie zamknięcia składowiska, której celem jest ograniczenie m.in. migracji wody, spowolnienie zjawisk korozyjnych opakowań oraz wymywania substancji promieniotwórczych.
- *Struktura geologiczna terenu*. Ta bariera decyduje o wyborze miejsca na lokalizację składowiska. Teren składowiska musi być m.in. asejsmiczny, niezatapialny (np. w czasie powodzi) mało przydatny gospodarczo i oddalony od skupisk ludzkich. Odpowiednie warunki geologiczne i hydrogeologiczne mają zapobiegać rozprzestrzenianiu się radionuklidów w glebie i przenikaniu ich do wód gruntowych i powierzchniowych (bariera naturalna/geologiczna).

Skuteczność systemu barier związana jest z ich wielostopniowością, zabezpieczającą odpady przed rozsypaniem, rozproszeniem, rozpyleniem i wymywaniem substancji promieniotwórczych. Z tego też względu stopień narażenia środowiska na ujemne skutki promieniowania jonizującego, pochodzącego od składowanych odpadów, jest bardzo niewielki, nawet przy założeniu najbardziej pesymistycznych scenariuszy wydarzeń.

Proces lokalizacji GeoSOP jest podobny do opisanego powyżej procesu stosowanego w przypadku składowisk powierzchniowych, ale zakres koniecznych charakterystyk będzie zdecydowanie

większy, inne też będą charakterystyki składowanych odpadów i inny czas wymaganej izolacji od biosfery. Konieczne będą dane uzyskane z Podziemnego Laboratorium Badawczego (PLB).

Zwykle zakres prac w PLB obejmuje dwie grupy tematyczne [6]:

- badania *in situ* obejmujące pomiary sejsmiczne, geodezyjne, geotechniczne uwzględniające podgrzewanie ośrodka skalnego za pomocą grzałek elektrycznych symulujących ciepło wytwarzane przez pojemniki z odpadami promieniotwórczymi. Badania zagrożeń naturalnych (metanowe, solanki).
- badania laboratoryjne w celu określenia cech i parametrów fizycznych skał wysadu. Obejmują one badania mineralogiczne i petrofizyczne, geotechniczne i geomechaniczne.

Można również planować eksperymenty geochemiczne, biologiczne i inne, których celem byłoby zademonstrowanie zachowania się i trwałość różnych barier otaczających odpady promieniotwórcze w środowisku górotworu. Wszystkie eksperymenty mogą odbywać się bez użycia materiałów promieniotwórczych.

Składowisko odpadów promieniotwórczych, po zakończeniu czynnej eksploatacji, wymaga podjęcia działań organizacyjnych i technicznych związanych z jego zamknięciem.

Podstawowym celem tego przedsięwzięcia jest całkowita izolacja składowiska od biosfery, przy czym zakres i sposób jego realizacji zależy od wielu czynników, m.in. rodzaju i aktywności odpadów oraz warunków ich składowania, charakteru stosowanych barier, typu składowiska, a także obowiązujących w tej kwestii regulacji prawnych.

Mimo wielu eksploatowanych SOP na świecie tylko kilka z nich zakończyło okres czynnej eksploatacji i wobec kilku z nich podjęto działania związane z zamknięciem. Brak jest jednak informacji odnośnie zakończenie tego procesu. Zwykle rozważana jest budowa wielowarstwowej pokrywy ziemnej, która musi zawierać następujące elementy konstrukcyjne:

- barierę dla infiltracji wód opadowych,
- barierę przeciwko intruzji/penetracji roślin i zwierząt lub człowieka,
- barierę ograniczającą oddziaływanie przemarzania na bariery inżynierskie obiektów składowiska,
- barierę ograniczającą niekorzystne oddziaływanie chemiczne na bariery obiektów składowiska.

Wstępny projekt zamknięcia składowiska SOP jak i GeoSOP powinien być opracowany na etapie lokalizacji obiektu, a w trakcie budowy powinien być uszczegółowiony ze względu na rosnący zasób informacji o miejscu lokalizacji.

W Niemczech, gdzie prace nad głębokim składowaniem są prowadzone od wielu już lat przeprowadzono, z pozytywnym skutkiem, szereg badań tam izolacyjnych.

Kolejne etapy zamykania są zbliżone do tych, które stosuje się w zamykanych wyrobiskach górniczych:

- szczelne wypełnienie podsadzką suchą chodnika podstawowego, i
- chodnika wentylacyjnego.

Po zamknięciu wyrobisk podziemnych następuje zamykanie szybów. W rozważanych scenariuszach awaryjnych w fazie poeksploatacyjnej zakłada się, że najbardziej prawdopodobną drogą przedarcia się wód podziemnych do składowiska mogą być nieszczelne zamknięte szyby i otwory wiertnicze.

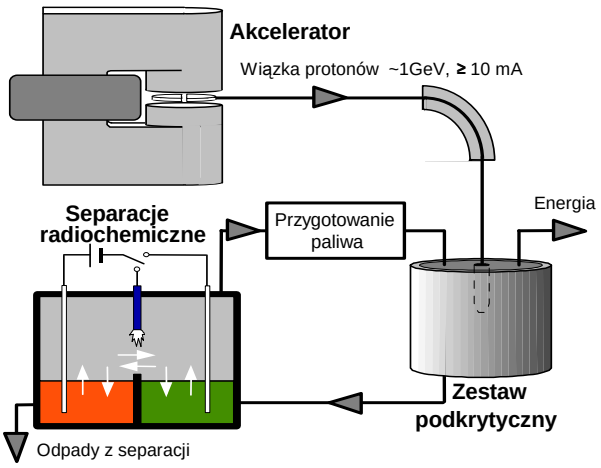
7. GLOBAL NUCLEAR ENERGY PARTNERSHIP

Rozwijana jest obecnie strategia dostarczania świeżego paliwa i postępowania z wypalonym paliwem jądrowym oparta o Global Nuclear Energy Partnership – GNEP. Polska przystąpiła do GNEP w 2006 r. Celem **GNEP** jest upowszechnianie energetyki jądrowej jako ważnego elementu zrównoważonego rozwoju gospodarki światowej, pozwalającego na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania na energię, zwłaszcza krajów rozwijających się. GNEP ma zwłaszcza na uwadze bezpieczeństwo obrotu materiałami jądrowymi oraz ograniczenie zagrożeń dla środowiska związanych m.in. ze składowaniem odpadów i wypalonego paliwa jądrowego. GNEP współpracuje z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej i ma jej pełne poparcie. W praktyce przynależność do GNEP oznaczałaby dla Polski ograniczenie problemu składowania odpadów tylko do składowania odpadów nisko i średnioaktywnych. Przerobem wypalonego paliwa jądrowego zajął by się jego dostawca.

8. UNIESZKODLIWIANIE ODPADÓW WYSOKOAKTYWNYCH PRZY POMOCY ŹRÓDEŁ AKCELERATOROWYCH

Istotnym efektem rozszczepienia paliwa w reaktorze z punktu widzenia gospodarki paliwem wypalonym są długożyciowe pierwiastki transuranowe oraz niektóre produkty rozszczepienia o długim okresie rozpadu. Zastosowanie akceleratorowych źródeł neutronów może pozwolić na transmutację niektórych z nich, co w efekcie wytworzy krótkożyciowe izotopy transuranowców i energię. Problem przechowywania wypalonego paliwa może zostać praktycznie ograniczony do problemu gospodarki niektórymi tylko produktami rozszczepienia. Inwestycja tego rodzaju – akcelerator protonów oraz specjalny reaktor – może być ekonomicznie i ekologicznie bardziej uzasadniona niż składowanie wypalonego paliwa (lub produktów jego przerobu) w głębokich formacjach geologicznych. Celem realizacji tego projektu była ocena zasadności tego typu zastosowań.

Zarówno do neutralizacji odpadów promieniotwórczych jak i do produkcji energii elektrycznej można wykorzystać koncepcję układów podkrytycznych sterowanych akceleratorem, jako wysokowydajnym źródłem neutronów (Rys. 4).



Rys. 4. Schemat ideowy Akceleratorowego Systemu do Transmutacji (AST) [7].

W ciągu ostatnich kilku lat w świecie dokonał się zauważalny zwrot w kierunku rozwoju technologii transmutacji odpadów, a także nastąpił przełomowy wzrost zainteresowania tą metodą. Wymownym obrazem tej przemiany jest zwiększenie finansowania odnośnych badań w Unii Europejskiej

Aktualny stan wiedzy pozwala na stwierdzenie, że metoda transmutacji jest dalekowzroczną opcją rozwiązania problemu wysokotoksycznych długożyciowych odpadów promieniotwórczych. Głównym argumentem przemawiającym za jej stosowaniem jest wykorzystanie olbrzymich zasobów energii pozostającej w zużytym paliwie jądrowym. Jednocześnie należy podkreślić, że obecny poziom rozwoju technologicznego upoważnia do uznania tej metody za możliwą do realizacji na skalę przemysłową w ciągu 2-3 dekad.

Stosowanie transmutacji jądrowych [7] nie oznacza rezygnacji ze składowisk w głębokich formacjach geologicznych dla długożyciowych produktów rozszczepień. Z analizy obu sposobów rozwiązania problemu odpadów promieniotwórczych – transmutacji i składowania – wypływa jednoznacznie ich komplementarność.

Natomiast trzeba podkreślić, że - zawdzięczana recyklizacji odpadów - znikoma zawartość w nich nuklidów rozszczepialnych: ^{235}U, ^{239}Pu, ^{241}Pu, ^{242m}Am, ^{245}Cm eliminuje bezwzględnie wszelką możliwość krytyczności składowiska w bliższej perspektywie, a brak: ^{241}Am, ^{243}Am, i ^{237}Np - także w skali milionów lat.

Metoda transmutacji pozwala na wykorzystanie energii odpadów drogą niszczenia najbardziej toksycznych długożyciowych składników, jednocześnie ułatwiając składowanie odpadów przez ograniczenie ich wolumenu do frakcji bezużytecznych (długożyciowe produkty rozszczepienia) oraz przez ułatwienie wyboru miejsca i obniżenie kosztu składowania.

9. PODSUMOWANIE

Postępowanie z odpadami promieniotwórczymi należy uznać za proces dobrze rozpoznany, z technologiami opanowanymi i bezpiecznymi. W przypadku odpadów promieniotwórczych nisko i średnioaktywnych zarówno metody przetwarzania jak i składowanie tych odpadów nie nastręcza problemów technicznych. W przypadku odpadów wysokoaktywnych i długożyciowych obserwuje się (za wyjątkiem Finlandii) pewne niezdecydowanie związane ze stosowaniem składowania w obiektach zlokalizowanych w głębokich formacjach geologicznych. Niemniej większość krajów posiadających elektrownie jądrowe prowadzi intensywne prace badawcze: laboratoryjne i terenowe związane z tą technologią składowania. Wydaje się, iż pomimo wielu prac nad obiecującymi technologiami, których stosowanie doprowadzi do zmniejszenia ilości i aktywności odpadów wysokoaktywnych, nie będzie w najbliższej przyszłości możliwe zrezygnowanie z rozważań dotyczących składowisk geologicznych.

Literatura

[1] Classification of Radioactive Waste, IAEA, Draft Safety Guide No DS 390 (2008.02.04)

[2] Z. Celiński, A. Strupczewski, *Podstawy energetyki jądrowej*, Warszawa, WNT 1984

[3] Safe Storage of Radioactive Waste, Draft Safety Guide DS292, IAEA Vienna, 2005

[4] S. Chwaszczewski i inni, *Analiza wariantowa bilansów, unieszkodliwiania i składowania odpadów promieniotwórczych oraz wypalonego paliwa z reaktorów jądrowych nowej generacji (w przypadku podjęcia programu jądrowego w Polsce) w latach 2010 – 2100. (Etap I i II)*, IEA 1997/98. Praca finansowana i wykonana w ramach Strategicznego Programu Rządowego koordynowanego przez Państwową Agencję Atomistyki (1997-1999)

[5] Z. Frankowski, J. Mitręga, *Poszukiwania lokalizacji przypowierzchniowych składowisk odpadów promieniotwórczych*, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny PAA Nr 3/98 (Vol.35), Warszawa, 1998

[6] K. Ślizowski i inni, *Analiza wyników prac laboratoriów światowych dla głębokich Składowisk Odpadów Promieniotwórczych pod kątem ich przydatności dla rozwiązań krajowych.* Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnym i Energią, PAN, Kraków 1998. Opracowanie wykonane w ramach SPR (1997 – 1999).

[7] S. Taczanowski i inni, *Unieszkodliwianie odpadów wysokoaktywnych przy pomocy źródeł akceleratorowych*, praca wykonana w ramach projektu badawczego finansowanego i nadzorowanego przez Komitet Badań Naukowych zgodnie z Umową Nr SPR/T09/97 z dnia 28 listopada 1997 r.

ENERGETYKA JĄDROWA W SIECI – STRONY INTERNETOWE INSTYTUTU ENERGII ATOMOWEJ POLATOM

Łukasz Kuźniarski
Instytut Energii Atomowej POLATOM

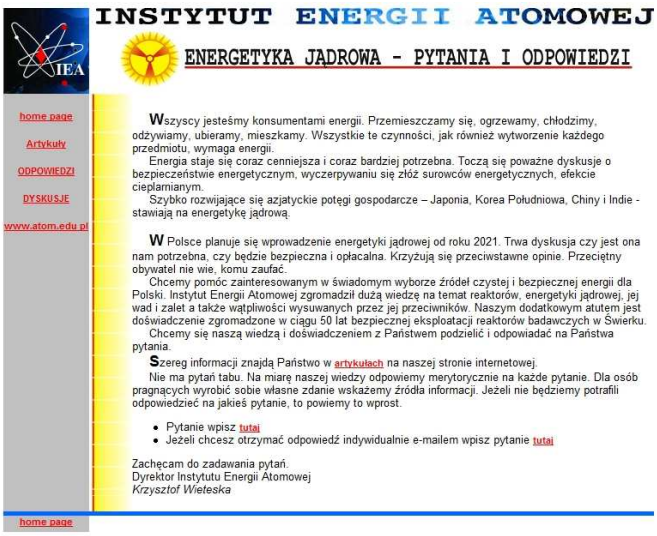
1. ENERGETYKA JĄDROWA – PYTANIA I ODPOWIEDZI (PODSTRONA SERWISU INTERNETOWEGO IEA POLATOM) (HTTP://WWW.IEA.CYF.GOV.PL/PYTAJ/PYTAJ.HTML)

1.1. Zawartość strony

Strona została uruchomiona w 2007 r. Znajdują się na niej informacje dotyczące czterech zagadnień najczęściej poruszanych w pytaniach i dyskusjach na temat energetyki jądrowej, tj. zasobów uranu i ekonomii ich eksploatacji, kwestii związanych z wprowadzaniem energetyki jądrowej w Polsce, opłacalności ekonomicznej energetyki jądrowej oraz problemu odpadów promieniotwórczych.

Uzupełnieniem jest zbiór artykułów doc. dr. inż. Andrzeja Strupczewskiego z IEA POLATOM (opublikowanych w biuletynie miesięcznym PSE) na temat bezpieczeństwa elektrowni jądrowych, ich konkurencyjności na tle innych źródeł energii, gospodarki odpadami promieniotwórczymi i postaw ekologów wobec EJ. Ponadto zamieszczone są prezentacje z Konferencji Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej "Potrzeba i uwarunkowania budowy elektrowni jądrowych w Polsce" oraz artykuły innych autorów o tematyce energetycznej lub powiązanej z energetyką jądrową (np. poparcie społeczne dla EJ) [1].

Strona umożliwia zadanie pytania ekspertowi (wraz z otrzymaniem odpowiedzi).



Rys. 1. Strona „Energetyka Jądrowa – Pytania i Odpowiedzi” [1].

1.2. Układ treści

Układ treści podzielony jest na 3 sekcje: Artykuły, Odpowiedzi, Dyskusje. W sekcji „Artykuły” zamieszczono zbiór artykułów doc. dr. Andrzeja Strupczewskiego opublikowanych w biuletynie miesięcznym PSE (o tematyce wyszczególnionej w podpunkcie 1.1.), prezentacje z Konferencji Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej "Potrzeba i uwarunkowania budowy elektrowni jądrowych w Polsce", a także kilka innych artykułów różnych autorów.

Sekcja „Odpowiedzi” zawiera odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania dotyczące energetyki jądrowej (swoiste FAQ), ułożone w czterech kategoriach:

Skąd brać paliwo do elektrowni atomowych
Energetyka atomowa w Polsce
Czy energetyka atomowa się opłaca
Odpady promieniotwórcze

Sekcja „Dyskusje” zawiera polemiki z działaczami ekologicznymi na temat opłacalności ekonomicznej energetyki jądrowej i skutków awarii w Czarnobylu. [1]

Artykuły i odpowiedzi na pytania/polemiki zamieszczone są w postaci plików DOC, PPT lub PDF. W listopadzie 2009 r. strona zostanie włączona w strukturę nowego serwisu internetowego IEA POLATOM (obecnie działa w oparciu o strukturę starej wersji serwisu) oraz uproszczony zostanie dostęp do treści (konwersja plików DOC i PPT na PDF).

2. ATOM.EDU.PL – ENERGETYKA JĄDROWA (HTTP://ATOM.EDU.PL/)

2.1. Zawartość strony

Strona została uruchomiona 17 lutego 2009 r. W sierpniu tego roku rozpoczęły się prace nad nową profesjonalną szatą graficzną (co pociągnęło za sobą również częściową zmianę struktury strony), które zakończyły się uruchomieniem strony w nowej wersji 29 września 2009 r.

Rys. 2. Portal „atom.edu.pl – Energetyka Jądrowa” od 17.02 do 29.09.2009 r. [2].

Strona jest bardziej rozbudowana niż przedstawiona wcześniej „Energetyka Jądrowa – Pytania i Odpowiedzi” oraz zawiera niektóre jej treści – głównie wspomniane wcześniej artykuły doc. dr. inż. Andrzeja Strupczewskiego (jednak zamieszczone w formie HTML i z wprowadzonymi drobnymi korektami po konsultacji z autorem). Przy projektowaniu nowej szaty graficznej brano pod uwagę dotychczasowe statystyki oglądalności poszczególnych podstron (działów) atom.edu.pl oraz wyniki wyszukiwania różnych wyrażeń związanych z energetyką jądrową w Google, które kierowały na atom.edu.pl – co odzwierciedlało zapotrzebowanie społeczne na informacje z poszczególnych tematów związanych z energetyką jądrową.

Rys. 3. Portal „atom.edu.pl – Energetyka Jądrowa” od 29.09.2009 r. [2.].

Portal zawiera informacje o następujących zagadnieniach związanych z EJ (niektóre podstrony znajdują się jeszcze w fazie budowy):

- Fizyczne i techniczne podstawy funkcjonowania elektrowni jądrowych
- Technologie jądrowego cyklu paliwowego
  - Typy reaktorów
  - Etapy cyklu paliwowego
  - Likwidacja i rozbiórka elektrowni jądrowych i pozostałych zakładów cyklu paliwowego
  - Generacje reaktorów
  - Poza-energetyczne zastosowania reaktorów energetycznych (produkcja ciepła w skojarzeniu, odsalanie wody morskiej, gazyfikacja węgla, produkcja wodoru)
- Energetyka jądrowa w Polsce – czasy obecne
  - Plany rządowe, w tym Ramowy Harmonogram Działań dla Energetyki Jądrowej
  - Możliwe lokalizacje budowy
  - Zasoby uranu w Polsce
  - Składowiska odpadów
  - Kształcenie kadr, edukacja społeczeństwa i kampania informacyjna
  - Korzyści dla społeczności lokalnej
  - Wykaz kierunków studiów na polskich uczelniach kształcących dla potrzeb energetyki jądrowej
- Energetyka jądrowa w PRL
  - Plany rozwoju EJ w Polsce w latach 1956-90
  - Wydobycie i wstępny przerób rudy uranowej oraz produkcja koncentratu uranowego (Zakłady R-1) w latach 1945-73
  - Elektrownia Jądrowa „Żarnowiec" – historia budowy
  - Elektrownia Jądrowa „Warta" w Klempiczu – plany budowy
  - System kształcenia kadr dla EJ i edukacji społeczeństwa w latach 80-tych
- Bezpieczeństwo
  - Zbiór artykułów doc. dr. inż. Andrzeja Strupczewskiego z IEA POLATOM dotyczących bezpieczeństwa współczesnych elektrowni jądrowych, wraz z artykułami o przyczynach, przebiegu i skutkach awarii w Czarnobylu z uwzględnieniem różnic między reaktorami RBMK a LWR
  - Opis i wyjaśnienie innych wypadków w energetyce jądrowej (m.in. awaria w TMI w 1979 r.)
  - Ochrona fizyczna obiektów jądrowych
  - Bezpieczeństwo odpadów promieniotwórczych
  - Skala awarii i wydarzeń jądrowych INES
  - Nieproliferacja
- Konkurencyjność ekonomiczna energetyki jądrowej, w tym z uwzględnieniem polskich warunków, oraz porównanie z innymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej (OZE, węgiel)
- Ekologiczne aspekty energetyki jądrowej (koszty zewnętrzne, wpływ pracy elektrowni jądrowych na środowisko)
- Stan energetyki jądrowej na świecie
- Energetyka jądrowa w Unii Europejskiej
- Przyszłość energetyki jądrowej (reaktory IV generacji, tor, synteza termojądrowa)
- Relacje polskich pracowników zatrudnionych za granicą na temat pracy w przemyśle jądrowym (Kanada, Niemcy)
- Zarobki w przemyśle jądrowym
- Poparcie społeczne dla energetyki jądrowej

- Przemysł jądrowy i organizacje (międzyrządowe i pozarządowe) zajmujące się energetyką jądrową (IAEA, NEA/OECD, WANO itd.)
- Aktualności
- Polemiki i Publikacje (polemiki z przeciwnikami energetyki jądrowej i publikacje instytucji i osób związanych z EJ). [2]

2.2. Układ treści

Wspomniane w punkcie 2.1. zagadnienia dostępne są w większości za pomocą rozwijanego menu w górnej części strony. Pozostałe zagadnienia rozmieszczone są bezpośrednio na stronie głównej w formie zdjęć tematycznych z krótkimi opisami i odnośnikami do pełnej treści.

Należy zauważyć, że z poziomu strony głównej dostępne są w atrakcyjnej formie (grafika z krótkim opisem) wszystkie zagadnienia najważniejsze z punktu widzenia osób nie związanych z energetyką jądrową lub interesujących się nią od niedawna. Ułatwia to szybkie znalezienie najczęściej poszukiwanych informacji (uzupełnieniem jest lokalna wyszukiwarka, o której mowa w dalszej części tekstu) oraz ewentualne zainteresowanie innymi tematami.

Strona zawiera dużo atrakcyjnych zdjęć, wykresów i innej kolorowej grafiki. Poza treściami merytorycznymi na stronie głównej znajdują się również:

- Wyszukiwarka konkretnych wyrażeń na stronie (jest to wewnętrzna wyszukiwarka, nie połączona z wyszukiwarką Google)
- Informacja o liczbie osób aktualnie odwiedzających serwis
- Sonda internetowa, w której można zagłosować „za” lub przeciw” budowie elektrowni atomowych w Polsce (dostępne są 4 rodzaje odpowiedzi)
- Moduł subskrypcji kanałów RSS/Atom
- Banery reklamowe (z ogłoszeniami o zbliżających się konferencjach o energetyce jądrowej)
- Katalog stron związanych z energetyką jądrową (polskich i zagranicznych) [2].

W końcowej fazie przygotowywania jest również moduł umożliwiający zapisanie się do newslettera. Poza bieżącą aktualizacją i rozbudową strony o nowe działy w planach na najbliższy rok jest również słownik pojęć związanych z energetyką jądrową, blogi, oraz lista tzw. tagów. Rozważane jest również utworzenie angielskojęzycznej wersji strony w wersji okrojonej, zawierającej tylko informacje o energetyce jądrowej w Polsce (zarówno o historii jak i czasach dzisiejszych) oraz forum i systemu komentowania artykułów.

Literatura

[1] http://www.iea.cyf.gov.pl/pytaj/pytaj.html

[2] http://atom.edu.pl/

NOWE ROZWIĄZANIA REAKTORÓW GENERACJI III+ OFEROWANYCH DLA KRAJÓW UNII EUROPEJSKIEJ

Stefan Chwaszczewski
Instytut Energii Atomowej POLATOM

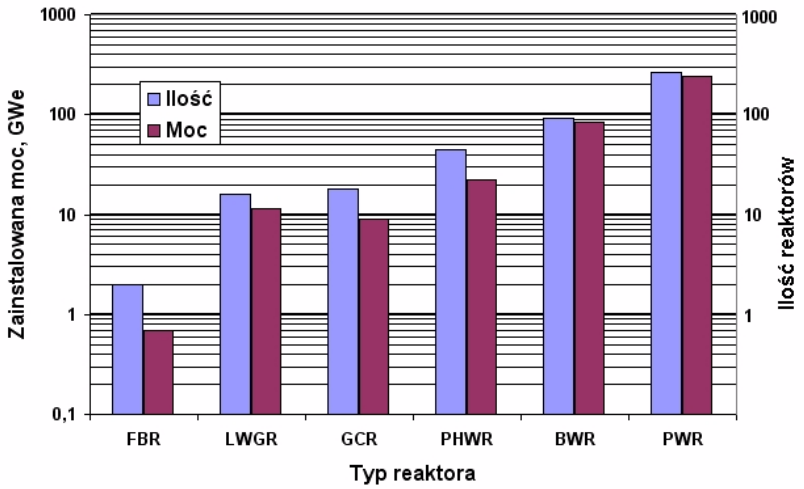
1. WSTĘP

Energetyka jądrowa została zapoczątkowana uruchomieniem w 1954 roku doświadczalnej elektrowni jądrowej w Fizyko-Energetycznym Instytucie w Obnińsku. Był to prototyp reaktora RBMK (Reaktor Bolszoj Mosznosti Kanalnyj) znany w literaturze światowej, jako reaktor LWGR (Light Water Graphite Reactor). W 1956 roku uruchomiono pierwszą komercyjną elektrownię jądrową Calder Hall w Anglii bazującą na reaktorze grafitowym chłodzonym dwutlenkiem węgla – GCR (Gass Cooled Reactor). Ciekawostką jest fakt, że reaktor ten był eksploatowany do 2003 roku.

Bezpośrednio po uruchomieniu tych dwóch obiektów, rozpoczął się okres poszukiwań nowych technologii wytwarzania energii cieplnej w reaktorach jądrowych. Pojawiły się prototypowe konstrukcje reaktorów energetycznych wykorzystujące różne substancje: jako moderatory (grafit, woda, ciężka woda a nawet substancje organiczne takie jak hydrocarbon), chłodziwa (woda, ciężka woda, dwutlenek węgla, hel, substancje organiczne) oraz paliwa jądrowe (uran naturalny, uran wzbogacony, uran metaliczny, dwutlenek uranu, tor). Okres budowy i gromadzenia doświadczeń eksploatacyjnych reaktorów prototypowych przyjęto określać jako okres wykorzystania reaktorów energetycznych I generacji.

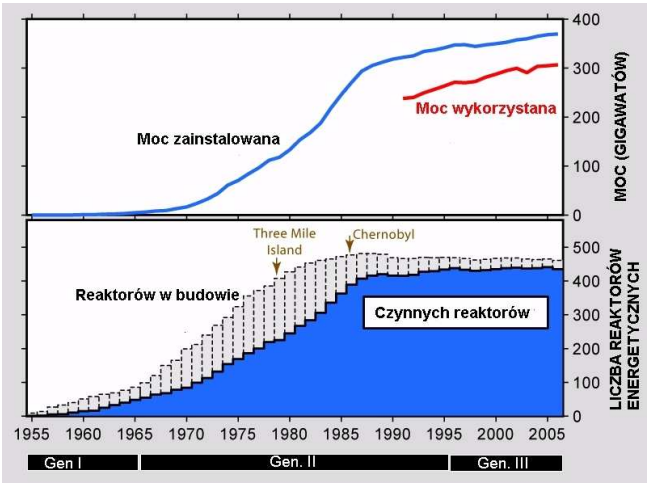
W wyniku porównania parametrów użytkowych prototypowych technologii reaktorów, w połowie lat sześćdziesiątych XX wieku rozpoczęto budowę przemysłowych reaktorów energetycznych. Okres ten jest nazwany okresem II generacji reaktorów energetycznych. Najbardziej obiecującą technologią wykazały się reaktory wodne LWR (Light Water Reactors): reaktory wodne ciśnieniowe – PWR (Pressurized Water Reactor) i WWER (reaktor konstrukcji rosyjskiej – Wodo Wodjanoj Energieticzeskij Reaktor) oraz reaktory wodne wrzące – BWR (Boiling Water Reactor).

Następną konstrukcją, która wytrzymała konkurencję, była technologia opracowana w Kanadzie – reaktor CANDU (CANadian Deuterium-Uranium Reactor) - PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor). Próby czasu w okresie rozwoju technologii reaktorów przemysłowych – tzw. reaktorów II generacji – nie wytrzymały reaktory grafitowe chłodzone dwutlenkiem węgla GCR i AGR (Adwanced Gas cooled Reactor). Zestawienie ilości reaktorów wg typów oraz mocy tych obiektów przedstawiono na rysunku 1. Nie ulega wątpliwości, że najwięcej reaktorów energetycznych eksploatowanych na świecie należy do typu lekkowodnych reaktorów energetycznych: PWR/WWER i BWR.



Rys. 1. Liczba i moc reaktorów wg typów. Zarówno liczba jak i moc tych obiektów przedstawiona jest w skali logarytmicznej.

Od połowy lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku rozpoczął się szybki rozwój energetyki jądrowej. Prognozy rozwoju energetyki jądrowej wskazywały na jej szybki rozwój i z uwagi na możliwe wyczerpywanie zasobów rozszczepialnego izotopu U235, rozpoczęto prace nad reaktorami powielającymi na neutronach prędkich, wytwarzających rozszczepialny izotop plutonu w ilości większej niż ilość izotopów rozszczepialnych wykorzystanych w eksploatacji tego reaktora. Są to reaktory FBR (Fast Breeder Reactor). W okresie budowy i wykorzystania przemysłowych reaktorów energetycznych – tzw. II generacji - uruchomiono kilka reaktorów tego typu. Ten okres szybkiego rozwoju energetyki jądrowej na świecie przedstawiono na rysunku 2.



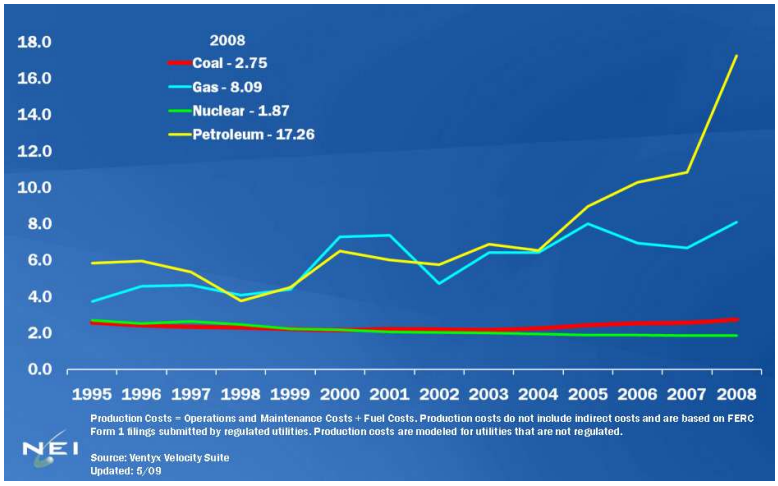
Rys. 2. Rozwój energetyki jądrowej.

Ten tryumfalny rozwój energetyki jądrowej został przerwany przez dwie awarie w elektrowniach jądrowych: awarię reaktora w elektrowni Three Mile Island oraz awarię reaktora w elektrowni Czarnobyl. Te dwie, następujące po sobie, poważne awarie zatrzymały rozwój energetyki jądrowej na całym świecie. Konsekwencje tych awarii odczuliśmy również w Polsce. Wstrzymane zostały prace przy elektrowni jądrowej Żarnowiec i Klempicz, a obiekty te zostały postawione w stan likwidacji.

Analizy przyczyn i konsekwencji tych awarii spowodowały zmianę filozofii bezpieczeństwa jądrowego w odniesieniu do cywilnych obiektów energetyki jądrowej. Konsekwencje tych zmian również odczuliśmy w Polsce. Reaktor MARIA zatrzymany w 1985 roku, na okres kilku miesięcy w celu dokonania niezbędnych prac modernizacyjnych, został uruchomiony dopiero w 1992 roku, po przeprowadzeniu zmian dostosowujących konstrukcję obiektu do nowych wymagań. Reaktor EWA uzyskał ostateczne zezwolenie na eksploatację do 1990 roku. Dopiero po wprowadzeniu zasadniczych zmian w konstrukcji reaktora, udało się przedłużyć zezwolenie na eksploatację do 1995 roku.

Analizy przyczyn wymienionych powyżej awarii doprowadziły do poważnych zmian w wymaganiach bezpieczeństwa. Dodatkowo, poddanie energetyki jądrowej w wielu krajach regułom działania rynku, wymusiło szereg działań prowadzących do obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej w tych obiektach poprzez zwiększenie dyspozycyjności, optymalizację procesów wymiany paliwa i remontów, zmniejszenie liczby nieplanowanych wyłączeń reaktora, przedłużenie okresu eksploatacji obiektu (np. w reaktorach amerykańskich z 40 do 60 lat, w konstrukcjach rosyjskich reaktorów z 30 do 45 lat) oraz podwyższanie mocy bloków energetycznych. Rekordzistą w tych działaniach jest fińska elektrownia jądrowa Loviisa, w której zwiększono moc brutto każdego bloku z 440 MWe do 510 MWe oraz osiągnięto dyspozycyjność powyżej 90%.

Przedsięwzięcia te doprowadziły do uzyskania konkurencyjności energetyki jądrowej w porównaniu do innych technologii pozyskania energii elektrycznej. Na rysunku 3 pokazano wielkość zmiennych kosztów wytwarzania w USA energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych, gazowych oraz zasilanych paliwem ciekłym. Dlaczego tylko zmiennych (koszty eksploatacji, remontów i paliwa)? Ze względu na długi okres wstrzymania budowy nowych elektrowni jądrowych w USA, eksploatowane elektrownie były zamortyzowane i ponosiły tylko koszty zmienne. Aby nie zniekształcać porównania przyjęto do porównań ten sam parametr w innych elektrowniach.



Rys. 3. Porównanie kosztów zmiennych wytwarzania w USA energii elektrycznej w różnych technologiach.

Jak wynika z powyższego rysunku, koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej w technologii jądrowej po 2000 roku okazały się niższe nawet od kosztów technologii opartej na węglu kamiennym. Należy zauważyć, że Stany Zjednoczone posiadają dostęp do bardzo tanich pokładów węgla kamiennego wydobywanego metodami odkrywkowymi.

2. REAKTORY ENERGETYCZNE NOWEJ GENERACJI

Przyjęta w 1990 roku – po postawieniu Elektrowni Jądrowej Żarnowiec - w budowie w stan likwidacji – uchwała Sejmu RP w sprawie założeń polityki energetycznej do 2010 roku (MP 1990 r. Nr 43 poz. 332) stwierdza w części 3 (W zakresie elektroenergetyki) „- *możliwość budowy elektrowni jądrowych wyłącznie przy wykorzystaniu nowych generacji reaktorów, zapewniających efektywność ekonomiczną i bezpieczeństwo ekologiczne"*. Należy przypomnieć, że reaktory energetyczne o takiej konstrukcji, jak miały być budowane w Żarnowcu, są obecnie wykorzystywane w Elektrowni Jądrowej Paks (Węgry), Dukovany (Czechy), Bohunice i Mochovce (Słowacja). Wytwarzają one najtańszą energię elektryczną oraz nie ma zastrzeżeń odnośnie ich charakterystyk bezpieczeństwa.

Ale stwierdzenie o reaktorach nowej generacji pozostaje aktualne. Doczekaliśmy się okresu, w którym reaktory energetyczne *„nowej generacji"* są dostępne komercyjnie. Jak do tego doszło?

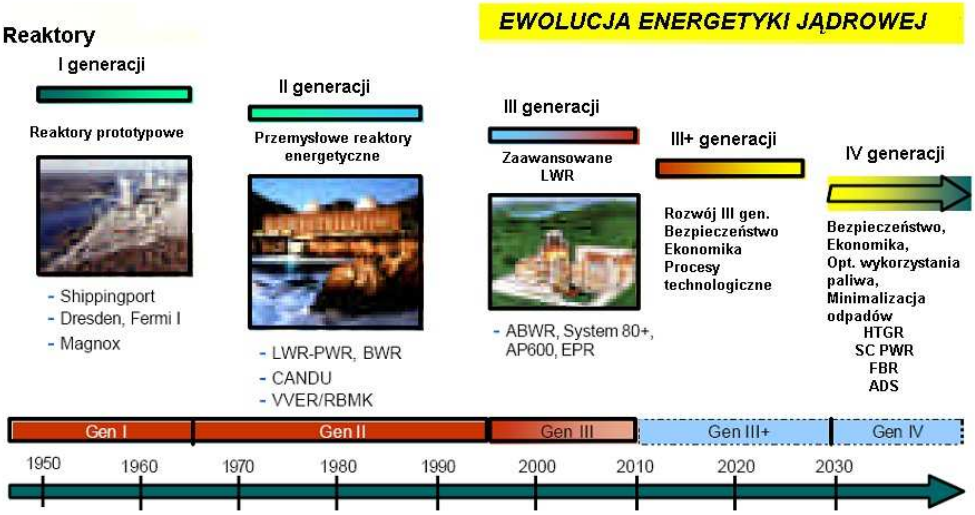
Przede wszystkim zrewidowano dotychczasową „filozofię bezpieczeństwa" działającą w energetyce jądrowej. Nie wdając się w szczegóły filozofia ta zakładała, że reaktor energetyczny powinien być odporny na wystąpienie tzw. awarii projektowych, które zakładał konstruktor obiektu i projektował odpowiednie zabezpieczenia, a które weryfikował państwowy Dozór Jądrowy. W nowej „filozofii bezpieczeństwa" założono konieczność odporności układów bezpieczeństwa reaktora na tzw. awarie hipotetyczne, przy czym opis tych awarii nie był przyjmowany przez konstruktora obiektu, a był ustalany w odpowiednich dokumentach narodowych lub międzynarodowych.

Jednocześnie proces deregulacji i prywatyzacji systemów wytwórczych energetyki, a energetyki jądrowej w szczególności, doprowadził do powstania konkurencyjności w wytwarzaniu energii elektrycznej. Nowe konstrukcje elektrowni jądrowych musiały sprostać konkurencji z innymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej. I tak do wymagań zwiększenia bezpieczeństwa elektrowni jądrowych doszły jeszcze wymagania ekonomiczne. A zatem, reaktory nowej generacji powinny się charakteryzować:

- Zmniejszeniem prawdopodobieństwa awarii związanej ze stopieniem rdzenia reaktora o rząd wielkości w odniesieniu do dotychczasowych konstrukcji reaktorów – 10^{-5} reaktoro-lat;
- Podwyższeniem odporności na zdarzenia powodujące znaczące uwolnienia do środowiska substancji promieniotwórczych, łącznie z uderzeniem samolotu;
- Okresem eksploatacji jądrowego bloku energetycznego – nie krótszym niż 60 lat;
- Dyspozycyjnością – nie mniejszą niż 80%;
- Uproszczeniem procesu licencjonowania – wprowadzenie zasady COL (Combined construction and Operating Licence);
- Standaryzacją elementów jądrowego bloku energetycznego – zmniejszenie kosztów inwestycji oraz skrócenie czasu budowy;
- Większą głębokością wypalenia paliwa – oszczędność paliwa jądrowego i zmniejszenie ilości odpadów;
- Zastosowaniem wypalających się trucizn – wydłużenie kampanii paliwowej reaktora oraz zmniejszenie ilości odpadów promieniotwórczych;
- Możliwością stosowania paliwa MOX z przerobu wypalonego paliwa.

W tej sytuacji, ewolucję energetyki jądrowej przyjęto przedstawiać przy pomocy rysunku 6. Reaktorami I generacji przyjęto określać reaktory prototypowe, w których poszukiwano perspektywicznych technologii. Reaktory II generacji – obejmują przemysłowe reaktory energetyczne. Reaktory III i III+ generacji – to nowoczesne, bezpieczne reaktory energetyczne, w

których konstrukcji zastosowano wymagania wymienionych powyżej dokumentów Utility Requirements. Skalę czasową zastosowań reaktorów poszczególnych generacji przedstawiono na rysunku 4. Obecnie prowadzone są prace nad IV generacją reaktorów energetycznych: reaktorów bezpiecznych, ekonomicznych, reaktorów o zwiększonej efektywności wykorzystania paliwa jądrowego, generujących znacznie mniejsze ilości odpadów promieniotwórczych – wypalonego paliwa.



Rys. 4. Rozwój konstrukcji reaktorów energetycznych.

Następnie, powstały międzynarodowe i narodowe organizacje, które określiły wymagania w zakresie bezpieczeństwa, ekonomiki i ochrony środowiska stawiane reaktorom tzw. nowej generacji. W USA takie wymagania określił EPRI (Electric Power Research Institute) w dokumencie *EPRI Utility Requirements (UR)*. W Japonii organizacje rządowe i przemysłowe opracowały *Japanese Utility Requirements (JUR).* W Korei powstały *Korean Utility Requirements (KUR). W* Europie, dokument taki został opracowany przez następujące przedsiębiorstwa eksploatujące elektrownie jądrowe (proszę zwrócić uwagę na fakt, że w tym spisie nie ma konstruktorów oraz producentów urządzeń dla energetyki jądrowej):

- British Energy (Anglia),
- Desarrollo Tecnológico Nuclear (Hiszpania),
- Electricité de France (Francja),
- Fortum & Teollisuuden Voima Oy (Finlandia),
- KEMA Nederland BV (Holandia),
- Tractebel (Belgia),
- Unteraussschuss Kernenergie der Veberlandwerke UAK (Szwajcaria),
- Vattenfall / FKA (Szwecja),
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätwerke (VDEW) (Niemcy)
- ENEL SpA (Włochy)

Prace wymienionego powyżej zespołu rozpoczęły się w 1992 roku. W 1998 roku do zespołu zaproszono Rosenergoatom (Federacja Rosyjska), jako stowarzyszonego członka zespołu.

Dokument EUR obejmuje w obecnej wersji reaktory LWR, biorąc pod uwagę największe doświadczenia zgromadzone z eksploatacji tego typu reaktorów. Składa się z czterech tomów:

Tom 1 Główne kierunki i wymagania definiujące cele konstrukcji i ich prezentacja w dokumencie EUR;

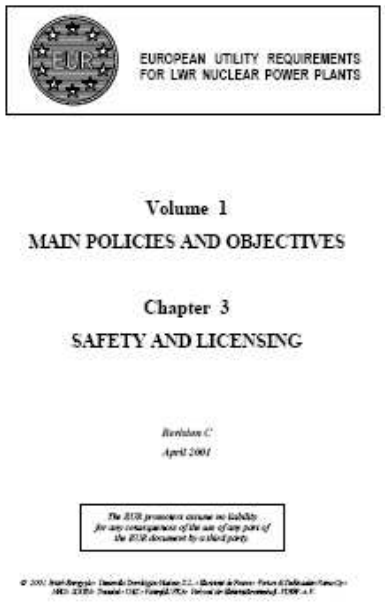
Tom 2 Ogólne wymagania dla jądrowej części jądrowego bloku energetycznego, zawiera całościowy wykaz wymagań tej części bloku;

Tom 3 Obecnie w trakcie opracowania. Składa się z szeregu rozdziałów określających wymagania stawiane poszczególnym konstrukcjom reaktorów energetycznych. Obecnie rozdział 3A dotyczy reaktora BWR 90 (1300 MWe) konstrukcji ABB Atom, rozdział 3B obejmuje reaktor EPR (1600 MWe) konstrukcji AREVA, rozdział 3C obejmuje reaktor AP1000 (1000 MWe reaktor z pasywnymi układami bezpieczeństwa konstrukcji Westinghouse i Ansaldo); Rozdział 3D obejmuje reaktor ABWR, (1360 MWe) konstruowany przez General Electric z Tokio Electric Power Company, Toshiba i Hitachi, Rozdział 3E obejmuje reaktor SWR 1000 (1000 MWe), konstrukcji Framatome ANP;

Tom 4 Ogólne wymagania obejmujące jądrowy blok energetyczny.

Zestaw dokumentów EUR przedstawiono na rysunku 5. Strona tytułowa jednego z rozdziałów dokumentu EUR jest przedstawiona na rysunku 6.

Rys. 5. Zestaw dokumentów EUR.



Rys. 6. Strona tytułowa jednego z rozdziałów EUR.

Pierwsze wersje dokumentu ukazały się pod koniec lat dziewięćdziesiątych. Ostatnie wersje tomu 1, 2 i 4 ukazały się w 2001 roku. Obecnie trwają prace nad aplikacjami EUR w odniesieniu do konkretnych konstrukcji jądrowych bloków energetycznych. Przewiduje się objęcie dokumentami EUR kanadyjskich reaktorów CANDU 6 oraz....rosyjskich konstrukcji reaktorów energetycznych WWER 1000.

Dokument EUR określa następujące cele, jakie postawiono przy jego formułowaniu:

- wymagania bezpieczeństwa, kryteria bezpieczeństwa oraz metody oceny bezpieczeństwa obiektu,
- warunki stawiane projektom,
- wymogi, jakie muszą spełniać główne układy obiektu i jego oprzyrządowania,
- specyfikacje i standaryzacje wyposażenia,
- informacje niezbędne do oceny bezpieczeństwa, niezawodności i kosztów obiektu.

Wymagania powyższe umożliwiają opracowanie standardowej konstrukcji elektrowni jądrowej, a w rezultacie pozwalają na jej budowę i licencjonowanie w szeregu krajów europejskich z nieznacznymi modyfikacjami.

Przyjęto określać reaktory energetyczne, które odpowiadają wymogom stawianym przez dokumenty EUR, UR, JUR oraz KUR jako reaktory III generacji. Reaktory, w których wprowadzono ulepszenia w zakresie bezpieczeństwa, ekonomiki i niezawodności przyjęto określać, jako reaktory III+ generacji.

3. REAKTORY ENERGETYCZNE III GENERACJI

3.1. Reaktor ABWR

Reaktor ten jest zmodyfikowaną wersją wcześniejszych konstrukcji reaktora wodnego wrzącego firmy General Electric. Wspólnie z japońskimi firmami Hitachi i Toshiba, General Electric opracował nową konstrukcję reaktora zasilającego blok energetyczny o mocy 1350 MWe. Zasadniczą zmianą konstrukcyjną tego reaktora jest zastosowanie pomp wymuszających przepływ wody chłodzącej przez rdzeń zblokowanych ze zbiornikiem reaktora. Wyeliminowano tym samym zewnętrzne rurociągi, których uszkodzenie prowadzi do poważnych konsekwencji radiologicznych. Reaktory te zbudowano z uwzględnieniem wymagań zawartych w dokumencie UR (EPRI-USA) i JUR (Japonia). Dwa bloki energetyczne wykorzystujące te reaktory uruchomiono w 1996 roku w elektrowni jądrowej Kariwazaki-Kariwa, jako 6 i 7 blok energetyczny w elektrowni wykorzystującej wcześniej bloki energetyczne z reaktorami BWR. Okres eksploatacji tych bloków – 60 lat, a koszt energii elektrycznej wytwarzanej w tych blokach wynosi 70 US$/MWh.

Wykorzystanie tych konstrukcji w Europie wymaga znacznych zmian, albowiem zostały wykonane do zasilania sieci 60 Hz (standard USA oraz w części Japonii). W Europie wykorzystuje się standard 50 Hz.

Firma General Electric prowadzi obecnie prace konstrukcyjne reaktora, w którym zupełnie wyeliminowano pompy cyrkulacyjne wymuszające przepływ chłodziwa przez rdzeń reaktora. Zastąpiono je konwekcyjnym przepływem chłodziwa budując odpowiednio wysoki zbiornik reaktora. Tym reaktorem jest **ESBWR,** umożliwiający uzyskanie w bloku energetycznym mocy 1520 MWe z okresem eksploatacji 60 lat. W reaktorze tym zastosowano pasywne układy bezpieczeństwa.

Konstrukcja ta jest zaliczana do III+ generacji i jest obecnie licencjonowana przez Dozór Jądrowy USA (NRC – Nuclear Regulatory Commission). Zakończenie licencjonowania tej konstrukcji przewiduje się w latach 2010 – 2011.

3.2. Reaktor EPR

Skrót ten jest różnie interpretowany: *European Pressurized Reactor* lub *Evolutionary Pressurized Reactor*. Konstrukcja ta została opracowana przez firmę AREVA na podstawie doświadczeń konstrukcyjnych i eksploatacyjnych reaktora francuskiego – *N4* oraz niemieckiego *Konvoi.* Moc bloku energetycznego współpracującego z tym reaktorem: 1600 ÷ 1750 MWe. Reaktor posiada rozbudowane, wzajemnie się uzupełniające systemy bezpieczeństwa i może być wykorzystywany w reżimie nadążnym mocy z dobowymi zmianami zapotrzebowania. Zakładana dyspozycyjność do 92% oraz okres eksploatacji – 60 lat.

Jądrowe bloki energetyczne z tymi reaktorami są obecnie budowane w Finlandii (EJ Okiluoto) i we Francji (EJ Flamanville). Przewidywana jest budowa tego reaktora w EJ PENLY (Francja) oraz dwóch reaktorów w Chinach.

Firma AREVA przedstawiła ofertę dostaw tego typu reaktorów do USA w wersji US-EPR oraz do Anglii – UK-EPR. Zmiany konstrukcyjne bloku energetycznego z reaktorem EPR dla USA (inny system elektroenergetyczny – częstotliwość 60Hz) wymagały nakładu pracy ponad miliona roboczo godzin!

3.3. Reaktory AP600 i AP1000

Reaktory te zostały opracowane przez firmę Westinghouse, jako Advanced Passive Reactor. Reaktor AP1000, jako rozwinięta wersja AP600 uzyskał licencję COL (combined Construction and Operating Licence) urzędu dozoru jądrowego USA – NRC w grudniu 2005 roku, jako reaktor III+ generacji. Reaktor tego typu jest obecnie budowany w Chinach, w EJ Sanmen. Przewidywana jest budowa w tej elektrowni trzech następnych bloków z reaktorami AP1000. Zakładany okres eksploatacji bloku – 60 lat, okres budowy – 36 miesięcy. Koszt bezpośredni inwestycji, tzw. overnight cost – 1200 US$/kW.

3.4. Reaktor APWR

Konstrukcja tego reaktora została opracowana w japońskiej firmie Mitsubishi Heavy Industries. Moc bloku energetycznego z tym reaktorem – 1538 MWe. Jest to reaktor wodno ciśnieniowy, z czterema pętlami chłodzenia. Przewidywana głębokość wypalenia paliwa ponad 55 GWD/tU do 65 GWd/tU. Przewidywana jest budowa dwóch bloków energetycznych z tymi reaktorami w Japonii w EJ Ustruga. Wersja US APWR z mocą jednego bloku energetycznego 1700 MWe jest również przewidywana do budowy w USA w EJ Comanche Peak przez firmę Comanche Peak Nuclear Power Co, spółkę Luminant (poprzednio TXU Corp.) i MHI. Reaktor ten jest również proponowany krajom Unii Europejskiej jako blok energetyczny EU-APWR.

3.5. Reaktor APR-1400

Konstrukcja tego reaktora została opracowana w Korei, jako unowocześniona wersja reaktora System 80+, z ulepszonymi charakterystykami bezpieczeństwa i zwiększoną odpornością na trzęsienia ziemi. Reaktor ten uzyskał certyfikat bezpieczeństwa wydany przez Korean Institute of Nuclear Safety. Dwa bloki energetyczne o mocy 1450 MWe są obecnie budowane w Korei, w EJ Shin-Kori. Projektowany koszt pierwszego bloku tego typu w elektrowni (overnight cost) 1400 US$/kW, następnych 1200 US$/kW. Okres budowy – 48 miesięcy. Okres eksploatacji – 60 lat.

3.6. Reaktory AES 92&91 i AES 2006

Reaktory te są wynikiem prac OKB Gidropress (Federacja Rosyjska). Są to już nowoczesne reaktory, konstruowane na bazie doświadczeń zdobytych przy budowie i eksploatacji reaktorów WWER-1000. Reaktory AES 92 o mocy bloków energetycznych 1000 MWe są budowane w Chinach (EJ Hongyanhe – 3 bloki) i w Indiach (EJ Kudankulam – 2 bloki). Dwa dalsze bloki AES 92 są przewidywane do budowy w Bułgarii, w EJ Belene. Przewidywany okres eksploatacji – 50 lat. Reaktor ten spełnia wymagania dokumentu EUR.

Reaktory AES 2006 w bloku energetycznym pozwalają na uzyskanie mocy 1200 MWe. Przewiduje się budowę pierwszych dwóch bloków tego typu w EJ Nowy Woroneż oraz w EJ Leningrad. Okres budowy – 56 miesięcy. Reaktory te posiadają zaawansowane parametry bezpieczeństwa łącznie z odpornością na trzęsienia ziemi. Reaktor posiada podwójną obudowę bezpieczeństwa. Ocena prawdopodobieństwa awarii z uszkodzeniem rdzenia reaktora 10^{-7} reaktoro lat.

3.7. Reaktory kanadyjskie CANDU

Firma AECL (Atomic Energy Kanada Ldt) jest autorem szeregu konstrukcji CANDU. Jest to reaktor CANDU 9 (925 – 1300 MWe), które uzyskało licencję COL lecz budowa tych bloków została odłożona. Reaktory CANDU 6 (750 MWe) są wykorzystywane w Korei (EJ Wolsong 3 i 4), w Chinach (EJ Quinshan 3-1 i 3-2). Nowoczesne konstrukcje ACR (Advanced Candu Reactor) o mocach od 700 MWe (ACR-700) i 1000 MWe (ACR-1000) są obecnie w trakcie licencjonowania w Chinach, w USA i w Anglii. Pierwszy blok energetyczny z reaktorem ACR-1000 jest przewidywany do budowy w EJ Ontario. Przewidywany termin uruchomienia – 2016 rok.

Zmieniona konstrukcja reaktora CANDU została opracowana w Indiach pod nazwą AHWR (Adwanced Heavy Water Reactor). Jest to 300 MWe reaktor z moderatorem z ciężkiej wody pod niskim ciśnieniem. Reaktor ten jest przystosowany do wykorzystania toru jako materiału paliworodnego. Okres eksploatacji reaktora – 100 lat. Około 66% energii w tym reaktorze jest generowane przez U233 wytwarzany w procesie przekształceń jądrowych z toru.

4. UWAGI KOŃCOWE

Powyższe informacje przedstawiają współczesną sytuację w zakresie nowoczesnych konstrukcji jądrowych bloków energetycznych z reaktorami spełniającymi wymagania reaktorów III i III+ generacji. Tym samym obecna sytuacja spełnia uwarunkowania przedstawione w Uchwale Sejmu RP z 1990 roku o możliwości przyjęcia opcji energetyki jądrowej w systemie elektroenergetycznym Polski. Dostępne komercyjnie reaktory nowych generacji są bezpieczne dla ludzi i środowiska i konkurencyjnie ekonomicznie. Wybór dostawców i typów jest bardzo szeroki: od firm w USA, w Unii Europejskiej po koreańskie i japońskie.

EDF

A leader in nuclear sustainable production

A major actor in the Nuclear Renaissance Worldwide

Michel Debes
Electricité de France
EDF Generation
michel.debes@edf.fr

Nuclear energy in France

A prominent contribution to energy sustainability

- 77 % of electricity production in France

- CO2 free and clean resource

- long term energy independence

- within an energy mix to adapt to electricity market needs,
  and development of renewable

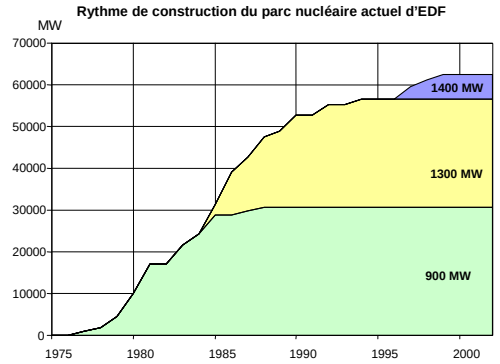
EDF Nuclear facilities in France

Nuclear production, main results:

→ **417,6 TWh in 2008, availability 79,2% ,**

≈ 77% of electricity generation in France

First priority: The Safety of operating plants



58 PWR reactors in operation, on 19 sites; 63,13 GW

Single technology: PWR (Pressurised Water Reactor)

3 standardized series :

A major safety and economic benefit

- 900 MW: 34 units, 31 GW
- 1300 MW: 20 units, 26 GW
- 1500 MW (N4): 4 units, 6 GW

An experience as achitect engineer and operator unique in the world

- 44 GW commissioned between 1980 and 1990
- average operation time: 23 years (9 to 30 years)
- Preparation of third ten years periodic reassessment process for 900 and 1300 MW
- Experience feedback: ~ 1350 reactor years

One new EPR plant in construction at FLA3, to be commissioned in 2012, and **one EPR to be constructed at Penly**

Decommissioning program: 9 reactors (6GGR, HWGCR Brennilis, Creys Malville, Chooz A)

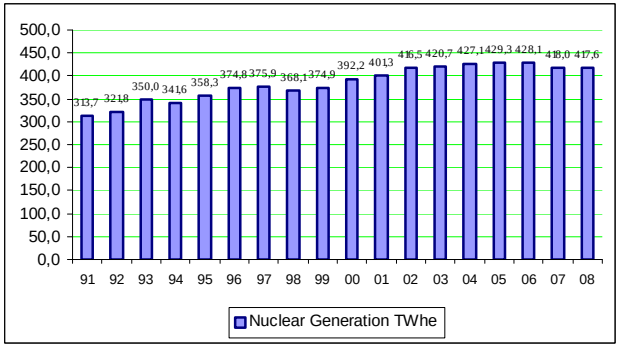
An efficient production tool without CO2 release

- **Electricity production (EDF) in 2008: 478,3 TWh, of which 417 TWh nuclear**

  total capacity 93 GW: Nuclear 63,13 GW (65%), hydro 20 GW (21%), fossil 13,2 GW (15%)

  417,6 nuclear (87,3%), 44,8 hydro (9,4%), 15,8 fossil (3,3%)

- **a highly competitive production mix, mainly nuclear**



- **a clean enegy mix: small CO2 releases**

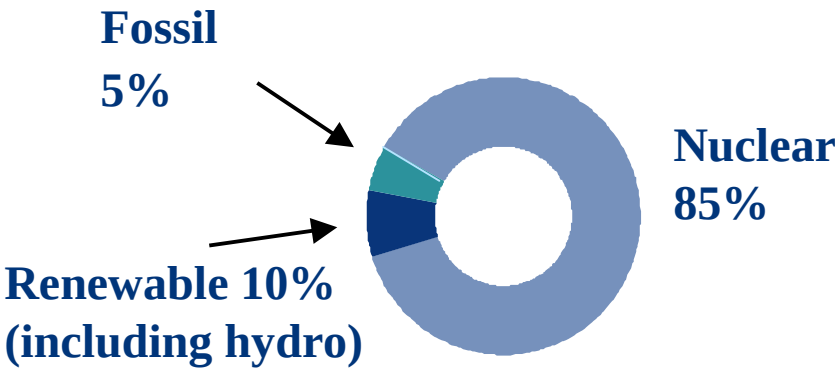
  EDF in France ≈ 40 g/kWh

  Europe ≈ 400 g/kWh

- **EDF share in nuclear production in Europe:**

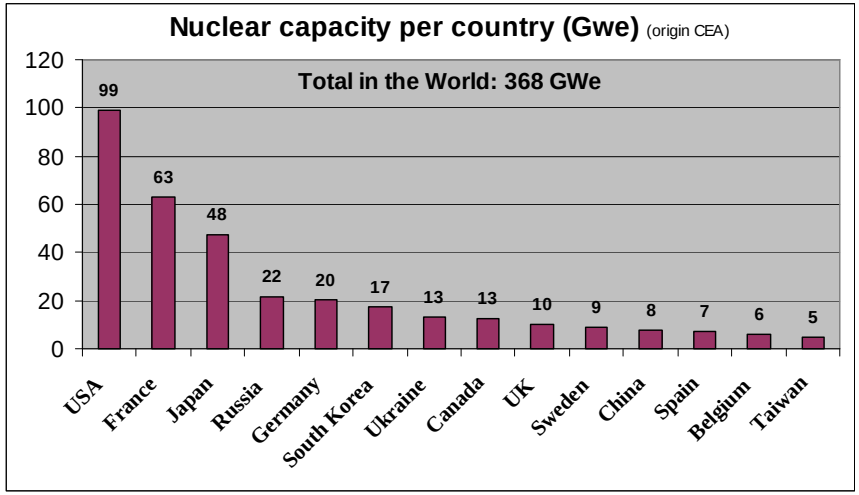
  including BE: 9,5 GW nuclear

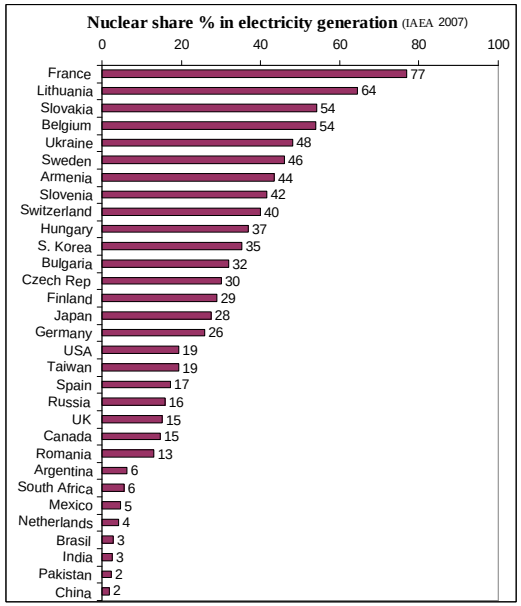
  EDF share 45% in EnBW (4 GW nuclear)

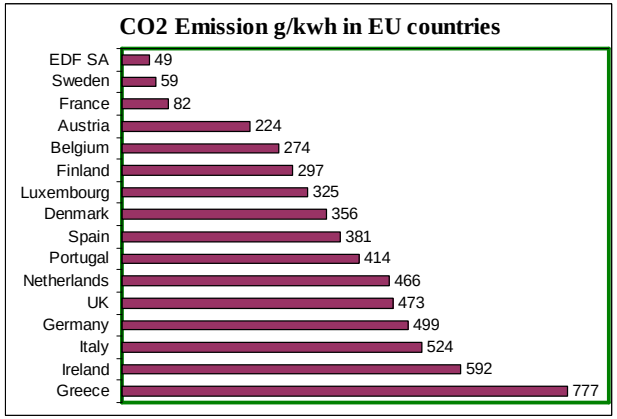


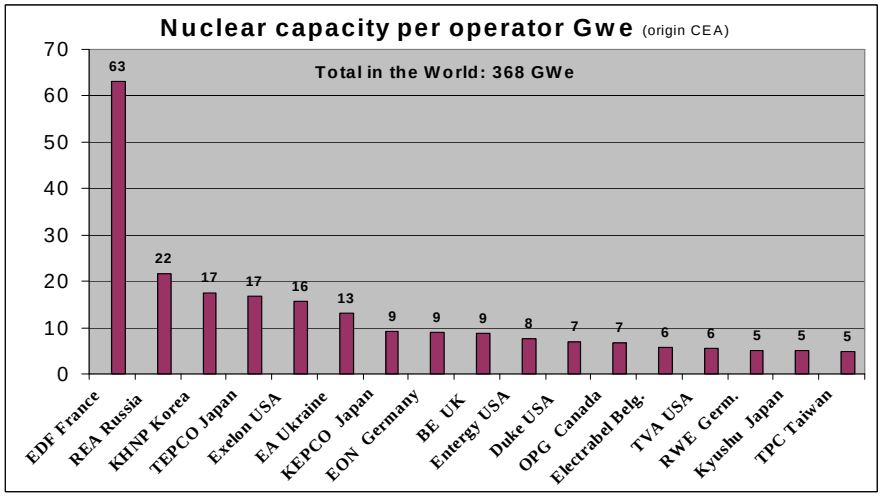
Nb: CO2 emission/kwh: nuclear 4,2g (U mining/processing: 0,9g; enrichment 2,1g of which 1,6g for electricity; production: 0,6g, of which 0,4g construction and 0,003g disamantling; fuel cycle: 0,6g fabrication, reprocessing, disposal…);
Lignite: 1200g; Coal 1000g; Oil: 900g; Gaz CCCG: 450 g; Photovoltaic: 50 g; Biomass: 40; Wind: 10 g; Hydro: 5g

France and EDF in the nuclear world









- France is the 2nd largest nuclear country after the US

- EDF is the largest nuclear operator,

- 95 % of electricity produced is generated without CO2 emission
. EDF France: 40 gCO2/kwh (nuclear: 4gCO2/kwh)
. Europe: 400 gCO2/kwh

EDF strategy for sustainable nuclear generation

- Remain an industry standard worldwide (58 units in France)
  - Nuclear safety
  - Competitiveness, availability and operational performances
  - Plant long term operation management
  - fuel cycle and waste management efficiency

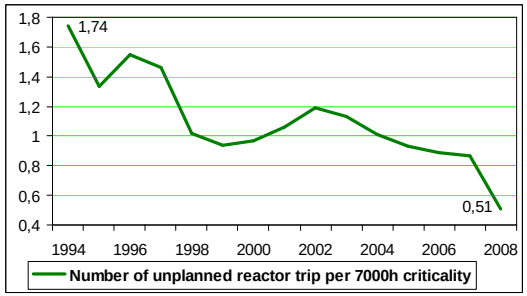
- Succeed in the EPR Flamanville 3 project, and EPR Penly 3
  public debate and acceptance
  safety, quality, schedule, cost…

- Become a major actor in the international renaissance of the nuclear industry :
  UK, USA, China, Italy, Others ?

- One major challenge:
  maintaining and developping the skills needed to achieve these objectives

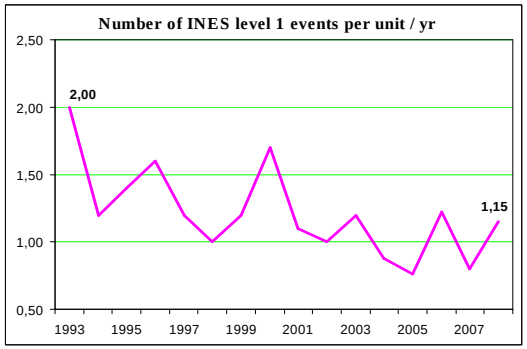
Safety: a priority at all levels

- **Safety indicators (per unit per year)**: stability over last 5 years
  9,2 significant events (INES rated 0),
  < 1 unplanned automatic trip in 2008 (per 7000 h criticality),
  1,2 INES rated event



- **Radiological protection:**

ALARA progress, average collective dosimetry: 0,8 Man.Sv per reactor/yr

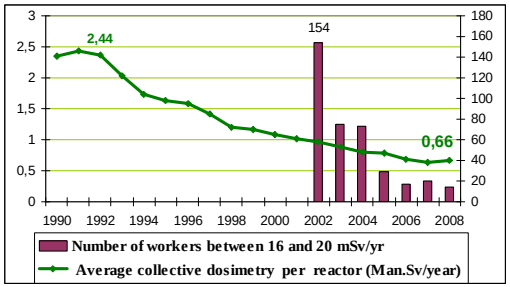


- **International assessments and peer reviews**:

IAEA Osart, WANO peer reviews (2 to 3 per year)

- **International controls:** safeguards, material accounting

- **Internal control structures:**
  General Inspectorate for Nuclear Safety at Presidency level
  Nuclear Inspectorate at Nuclear Generation Division level
  Safety Quality Mission at Plant level



==> Under the control of Nuclear Safety Authority
(June 13, 2006 Act on nuclear safety and transparency)

EDF NPP's performance : annual generation output

High seasonality load in France

Winter / summer consumption ratio 1,6

→ outages in spring, summer (sea cooled units), autumn

Mix of operating cycle lengths

production equilibrium, full power in winter:

16 to 18 months for 1300 MW, N4 and CP0 plant

12 to 14 months for CPY 900 MW plants (28 units)

Extensive use of load following mode:

Primary Frequency control (±2 % Pn)

Secondary Frequency control (±5 % Pn),

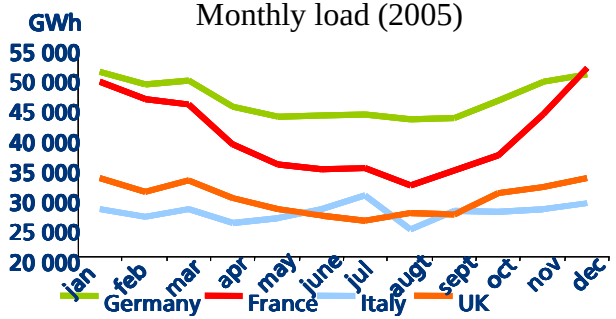
Daily load follow (100% to 30% Pn, 3%Pn/mn),

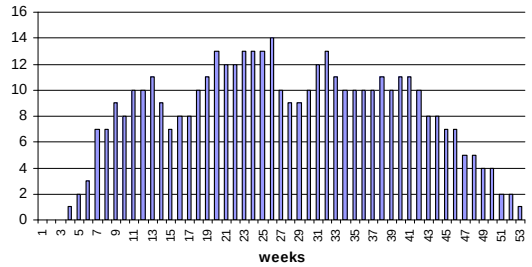
Intermediate power operation

Ku nuclear utilisation factor: around 95%

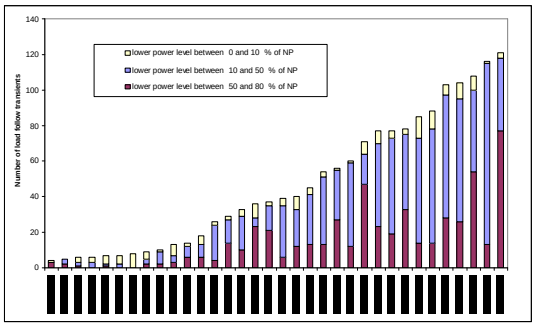
Load rejection success rate: 88% (average)

Monthly load (2005)





Ex: weekly number of refueling outages (2006)

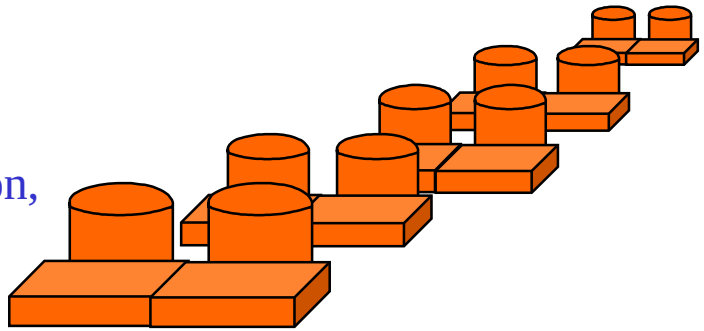


Ex: Load variations per cycle on 900 MW (2006)

Standardization benefits and anticipation

Benefits of standardization:

- Quality and efficiency of construction and engineering studies, construction cost and schedule,
- Safety and experience feedback, lessons learned and anticipation,
- economics and optimization of resources for engineering, operation and maintenance



1300 reactor.years of operation

A lever to detect any deviation and to anticipate risk of failure before any impact

- preventive program and controls on each series
- plants have been put in operation within 15 years timespan
- development of experience feedback on a large scale on similar plants to implement preventive measures at a early stage, along with use of international experience feedback
- periodical ten years safety assessment on all plant series, plant behavior and equipment check up
- aging assessment of main equipments (vessel, containment, SG…)

➔ **A lever for long term operation management**

Operation time extension for Nuclear fleet: an asset and a challenge

Every 10 years, a safety reassessment process is performed for each series of plants;

- reassessment and updating of the licensing basis, experience feedback, new knowledge or evolutions,
- probabilistic studies, backfitting (cost / benefit analysis), seismic assessment, aging assessment of main components (nuclear vessel, containment, qualification of equipment,
-compliance assessment and checking
- as a result, a new safety referential and an improvement programme is proposed to ASN

An on going process for preparation, strategic decision, studies, realisation

- 900 MW: last VD2 in 2009; first VD3 at TRI1: restart approval ; FSH1: beginning of VD3 outage…
- 1300 MW: VD2 in progress; VD3 in preparation (FOAK in 2015)…

A 40 years operation time can be technically attained for existing plants

- implementation of systematic maintenance program and periodical safety updating of the units,;
- a sustained R&D effort, focused on long-term behaviour of main components, in particular for equipments seen as non replaceable (reactor vessel, containment building), aging ability file for each component,
- creation of the Material Aging Institute at EDF R&D with other major industrial partners…

The EDF objective is to extend the operation time beyond 40 years, up to 60 years, under ASN control

- technically possible, notably for equipments seen as non replaceable (reactor vessel, containment building);
- At the end of 2006, more than 47 license renewal have been granted up to 60 years in the USA which confirms the possibility of an extended operation time (with a different regulatory framework)

Ten years outages and operation duration management Industrial Program

Objective: to maintain open the option of an operation duration of up to 60 years for the whole nuclear fleet.

A realistic objective, as shown by:
- french and international experience feedback (EF) for same kind of reactors
- continuous improvement in safety level and performances: periodic safety review process, R&D programs….

An industrial program which relies on:
- pursuing the continous safety level improvement and environment protection improvement program (feedback from VD3 900, preparation of VD3 1300…)
- anticipation program for aging effects or obsolescence of components

Acquiring a 20 years perspective for investment decision

Studies on power uprating on 1300 MW (within authorization decree limits)

Nuclear fuel cycle industry in France
A major contribution to energy sustainability

Uranium and conversion
≈ 8000 t/year

Enrichment
≈ 5,5 MUTS/year

UO2 Fuel fabrication ≈ 1060 t/year
2000 assemblies/yr (45 GWd/t average, max 52 GWd/t

→ *time period 20 years*

430 TWh /an

58 EDF NPPs
22 units loaded with MOX
2 with REPU

Spent Fuel:
1200 tons /year
(UOX et MOX)

Spent Fuel Transportation to La Hague, interim storage in cooling pools 1200 tons/year

Reprocessing :
850 t / year

La Hague

8,5 t /yr
Separated plutonium (1%)

Recycling: MOX fuel
100 t/year on 22 units 900 MW
--> 40 TWh/yr
(30% core, 45 GWd/t, 8,6% Pu)

MELOX Fuel Fabrication plant

Reprocessed uranium: ~ 810 t/yr
(U235 content 0,8%)
1/3 re-enriched and recycled on 4 units 900W (100% core)
or 80 t/yr --> 30 TWh/yr

Vitrified High level Waste
Interim passive storage
Disposal optimisation

110 to 130 m³/yr vitrified HLW

122 m³/yr compacted ILW

Nuclear fuel cycle industry in France
A major contribution to energy sustainability

The current reprocessing recycling strategy is a major asset for sustainable nuclear energy in the following respects:

- **Ensuring a safe and long lasting confinement of high level waste by vitrification in inert glass canisters under a reduced volume**,
  a safe and long-lasting containment, internationally recognized
  in a suitable form to be stored and ultimately disposed of in an optimised package,
  under limited volume (130 m3/year for 400 TWh) and disposal cost;

- **Reducing the quantity of stored spent fuel,**
  7 UO2 spent fuel result in 1 MOX spent fuel, in which plutonium is concentrated (5%);

- **Recycling of plutonium and recovered uranium, while getting back energy output**
  produces 40 TWh/yr (10% of nuclear production) in 20 units (30% of the core)
  4 units feeded with REPU fuel (100% core),

- **Maintaining the possibility in the far future to use the plutonium resource**
  concentrated in MOX spent fuel, under small volume, full safeguards
  leaves open the possibility to reuse Pu in future GEN4 fast reactors

The management of radioactive material and waste

- **Management of Radioactive waste: 4 industrial principles**
  - limiting production at the origin limiter,
  - sorting out according to activity level and lifetime,
  - conditionning under a stable package, recycling of valuable material
  - isolating from man and environment

- **Radioactive waste are produced in a limited quantity :**
  - 1 MWh gives raise to 11 g of radioactive waste of which 90 % short lived
  - long lived waste (B+C) ≈ 1g/MWh, of which vitrified HLW (FP+MA) ≈ 0,15 g/MWh

- **Radioactive waste are identified, classified, accounted for and confined**
  solutions for their safe disposal are defined and financed

- **Low and intermediate short lived waste, and very low level waste, are disposed of and confined in a safe and definitive way** (volume 90%; activity < 1%)
  Sorted, Conditioned, Disposed of in two surface repositories operated by Andra (Aube centers)

- **High level waste, long lived, are stored in a safe way, within vitrified canisters and passive storage facility** (1 ha for 40 years of french nuclear fleet production)**,**
  waiting for implementation in a geological disposal center under study by Andra (Bure)

Waste disposal routes

	Short lived (Half-life : 30 years)	Long lived
VLLW **Very Low Level Waste**	**Very Low Level Waste:subsurface** 	
LILW **Low to Intermediate Level Waste**	**LILW short lived: subsurface** 	▪ **Graphite** ▪ **LILW long lived**
HLW **High Level Waste**	**High Level Waste** **Deep repository** **(Used Fuel reprocessed)** 	

Studies for future back end options: the June 2006 law on Sustainable management of Radioactive Material and Waste

1/ R&D studies to be pursued on three complementary lines:

- Partitioning and transmutation of HLW, in relation with studies on future reactors, to assess the industrial perspectives for those systems (2012) and to develop a prototype reactor (timeframe 2020 - with a focus on Sodium cooled fast reactors);

- Geological disposal, as a reference solution, in order to prepare a licensing procedure (site selection, design options..) in 2015 and implementation in 2025;

- Interim storage: new capacities, or existing to be adapted, for 2015, according to the needs;

2/ A National Program for the Management of Nuclear Material and Radioactive Waste, featuring reduction of the quantity and toxicity of radioactive waste, notably through spent fuel reprocessing and treatment of radioactive waste;

3/ Financial settlements

- for local economic development and R&D expenses (Andra),
- for cost assessment for HLW management options and related provisions (long term liabilities) with dedicated financial assets.

The EPR project :

a « robust » design

under construction at Flamanville 3

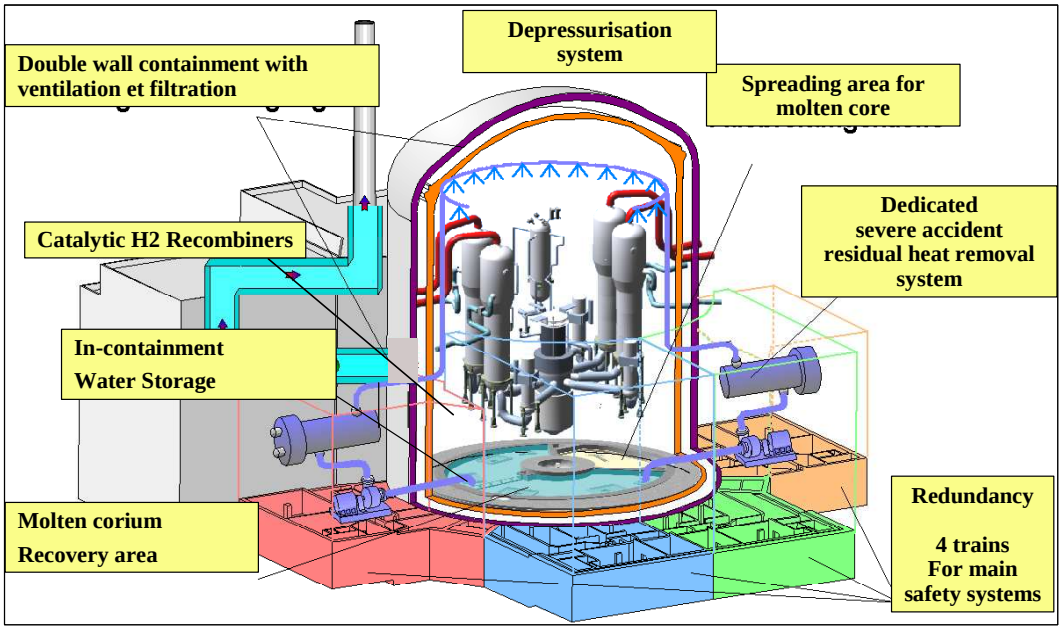
Studies for Penly 3

EPR : a « robust » design under construction at Flamanville 3

- An evolutionary and proven design, embedding improvements resulting from experience feedback and French German cooperation since more than 10 years

- 4 EPR under construction (Olkiluoto 3, Flamanville 3, Taishan 1and 2)

Main Safety Engineered systems



Flamanville 3
- Site selection: october 2004
- first concrete: end of 2007
- Commissioning: 2012

+ EDF project for a second EPR at Penly in partnership
To comfort security of supply in France and Europe in the years to come
Public debate planned 1st semester 2010

The EPR project : FLA 3

Launch of the First of a Kind EPR in France, as provided by the Program Law of energy policy guidelines of July 13, 2005, in order to preserve the nuclear option in France

Industrial stakes:

- Maintain EDF's leadership and human resource in nuclear development
- Prepare the renewal of EDF's fleet, with a proven Gen 3 reactor before 2020, and fabrication capacities
- An evolutionary design for a proven design, with improvements resulting from experience feedback

Operation and Safety Improvement:

- Net power capacity 1600 MW, service life of 60 years (at design stage)
- increased reliability in operation, availability factor 91%, annual generation ~13 TWh
- reduction of the likelihood of a major accident and limitation of consequences (core-catcher with cooling)
- design based enhanced protection against hazards (fire, earthquake, flooding, extreme weather, plane crash..)

Environmental improvement:

- reduction of the quantity of materials irradiated in the reactor by 30 %,
- reduction of liquid radioactive waste and gazeous release / MWh by 30 % (apart tritium and C14)

Economy: - levelized generation cost of FOAK FLA3: 54 Eu_{2008}/MWh; EPR in France: 55 to 60 Eur/MWh;
CCG: 61 Eu/MWh (oil: 50$/b) to 68 Eu/MWh (CO2: 20 Eu/t)

EDF international nuclear development : « Leading the energy change » for low carbon energy sources

EDF international nuclear development

Using EDF experience

- as architect engineering, project management and nuclear fleet operator

- and from building, commissioning and operating FLA 3,

and taking benefit of standardized units for construction and sustainable operation, focused on 1650 MW EPR model, using wherever possible the FLA 3 standard design: *time savings (licensing, engineering), investment savings (purchasing, engineering), international feed-back within the EPR series under operation, master and limit adaptations whilst complying with local regulation and requirements (e.g. digital I&C)*

EDF has the ambition to to invest in the construction and operation of nuclear plants abroad, in the framework of partnership adapted to the specificity of each country;

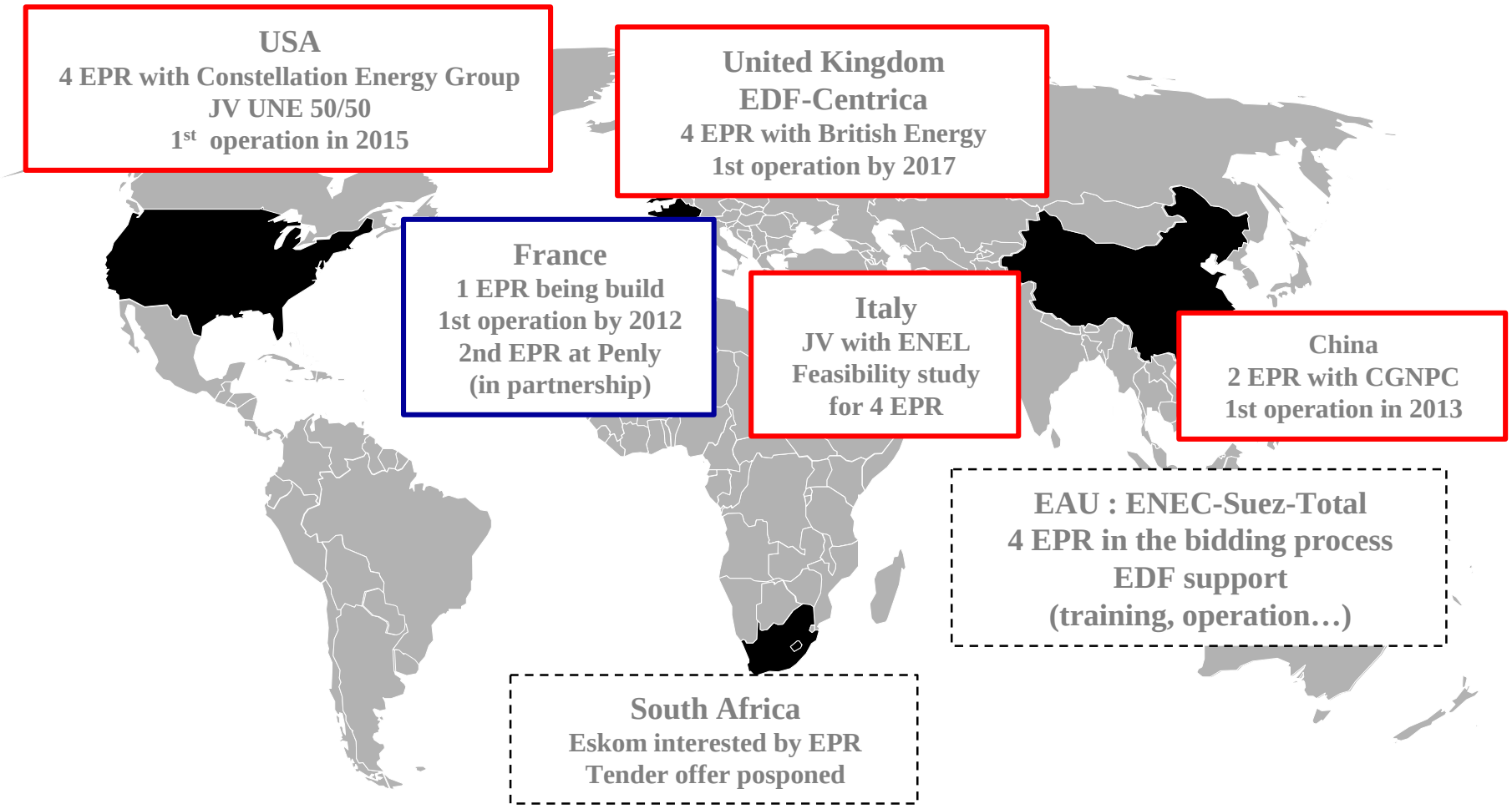
- up to 12 EPR units to be commissioned up to around 2020,

- with a corresponding effort in competence development and human resources.

EDF strategy and criteria to engage on a New Nuclear Build Abroad

- Countries choosing to develop nuclear energy in the short-term
- Countries where EDF is welcome
- Countries with favorable conditions for investors in nuclear energy
  - comprehensive and stabilized legal framework
  - effective regulatory system
  - management policy of nuclear materials and radioactive waste
- Public opinion and governmental authorities in favor
- Projects based on proven reactor designs
- Local partners with good track record in building and operating electricity generation
- Financial criteria meeting the Group's financial targets and risk policy

A strategy focused on 4 countries to develop, invest, build and operate 12 EPR at the horizon 2020



United Kingdom with BE: a reinforcement in the EDF group electricity production

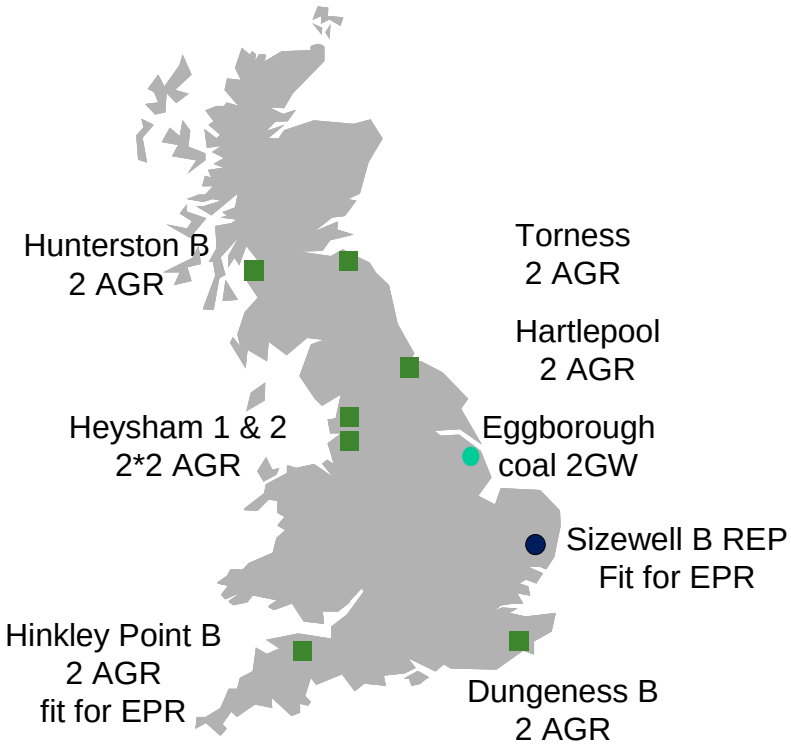
Nuclear in UK:

- 12 GW (15% of UK installed capacity ; 20% of power generation)
- BE operates 15 units en 8 sites (14 AGRs - ≈ 550 Mwe each - on 7 sites; 1 REP 1200 MW on 1 site)
- NDA operates 4 units (Magnox) on 2 sites
- Licensing with 2 stages: generic design approval and site licensing; scheduled duration 3,5 years
- most nuclear units are to close around 2025
- Sizewell B (PWR) is to be the last to operate after 2025

Key points :

- 4 EPR can be constructed on BE sites (Hinckley Point, Sizewell…)
- consistent with the UK Government objective to promote competition for new build (site transfer…)
- EDF will rely on expertise and human resources of BE to build these plants

BE sites



"Set EDF as an industrial and financial player of UK's nuclear new phase"

P. Gadonneix, 07/25/2006

- Replicate Flamanville 3 with an aim to develop up to 4 EPR in the UK, **benefiting from standardisation effect**

- Investor / Architect Engineer / Operator

- Combined EDF and British Energy capacities for the development of new nuclear power plants, benefiting from strong operating know-how and nuclear engineering expertise of the British Energy and EDF teams

- Build up a strong case in order to get public acceptance

- Develop Local Partnerships

- Increase EDF Energy's vertical integration

UK EPR Build key dates:

- GDA assessment: 2010; Strategic site assessment + site licensing: 2011
- preparatory work: 2011 / 2013; construction: 2013 / 2017: first concrete in 2012
- first unit to be commissioned in 2017

China
CGNPC : a long term partnership with EDF

The Chinese electric sector:

622 Gwe (2006), coal 78%, hydro 20%, nuclear 0,8%

Objective for nuclear in 2020: nuclear up to 4 to 5%

40 GW operating, + 20 GW under construction

CGNPC (China Gang Dong Nuclear Power Company) **: a nuclear leader in China**

4 GW operating (Daya Bay 1/2, Ling Ao 1/2),
+ 20 GW under construction or projected
construction of CPR 1000 (Gen 2+); choice for AP1000, EPR (Gen 3)

CGNPC builds and operates NPPs, the technology of which is well known to EDF with high performances in safety and availability

A cooperation between EDF and CGNPC since more than 20 years:

support for construction and operation of Daya Bay 1/2, Ling Ao 1/2 and 3/4
(1000 MW reactors delivered by AREVA)

China: Partnership with CGNPC

China Gangdong Nuclear Power Company

Key objectives:

- be a co-investor/operator on nuclear projects based on technology known to EDF, while providing technical support to the project

- creation of the Taishan Nuclear Power Company TNPC JV (August 10, 2008)
  30% EDF, 70% CGNPC - in Taishan - Gangdong province
  . TNPC is owner and operator of 2 EPR 1700 MW developed by AREVA
  . governance rule for safety and performance
  . construction start Fall 2009; first concrete autumn 2009
  . commissioning forecast: unit 1 in 2013 ; Unit 2 in 2014

- subsequent development of a wider partnership with CGNPC in terms of engineering or as an investor in other Chinese or international projects

Industrial scheme:

- industrial model: project management / construction / commissioning / operation
- Use of the EPR Flamanville 3 reference model
- EPR at Taishan: taking into account the EPR Flamanville 3 experience and initial feedbacks (project started 18 months earlier)

United States: Partnership with Constellation

Key objectives

- develop an industrial partnership and invest in a leading US nuclear operator to build EPR together

- leverage on EDF's experience and know-how in nuclear energy

Partnership agreement with Constellation Energy - July 2007

Key points

- setting-up and development of a 50/50 JV: Unistar Nuclear Energy LLC
  - . priority given to the development of a first series of 4 EPR redesigned for 60 Hz and US licensing (Areva and Bechtel)
  - . 3 sites made available to the joint-venture by Constellation Energy goal for Calvert Cliff 3: first concrete 2011, first EPR in service in 2015

EDF proposal to acquire 50% of Constellation Energy's Nuclear generation and operation business

Italy : industrial agreement with ENEL

Italy was a precursor in civil nuclear in Europe, followed by a moratorium decided in 1987

Now a political will to relaunch nuclear:

- July 9, 2009, act adopted by Italian Senate in favour of Nuclear production in Italy
- More positive public opinion
- Favourable economic environment for the development of nuclear energy

=> EDF participation in the nuclear renewal in Italy

- ENEL partnership in EPR at Flamanville 3 (12,5%)
  invlvment of ENEL engineers in the project

- Industrial agreement with ENEL
  consortium 50/50 for feasibility studies to build 4 EPR
  ENEL participation in the EPR in Penly

Benefits of standardization for economics and safety

- Fleets of international standardized designs offer a broad basis for construction and long term operation experience feedback

- Design improvements can be anticipated and implemented across the fleet, risk of a design shortcoming affecting the whole fleet can be prevented due to high probability of early detection of design flaws

- Standardized designs facilitate investment by allowing for a streamlined and predictable licensing procedures, reducing construction time & cost, and releasing strain on regulatory resources

- Public confidence in regulatory decision increases

- New nuclear states: gain maximum safety and efficiency from, for instance, a European nuclear fleet feedbacks

=> If well managed, standardized advanced plants will bring additional safety layers for design, construction, long term operation and increased efficiency for engineering, operational resources and cost management.

Key factors for success

- Adapting to the country and its industrial environment
  - Drawing on the expertise of local benchmark electricity players involved in the construction and operation of nuclear fleet (British Energy, CGNPC, CEG,…)
  - Adapting the organisational model, in particular through industrial agreements with local engineering companies: CGNPC-CNPEC, Bechtel (USA), AMEC (UK),…

- Using wherever possible the Flamanville 3 / FOAK projects as reference models, whether in Americas, Asia, Europe,…

- Gaining from our strong French base (=> standardisation effect)
  - pooling the resources needed for the different projects
  - accumulating know-how and resources, experience feedback sharing
  - drawing out standard construction and operating rules
  - long term operation of a standardized fleet
  - benefit for safety, economy and performances

- Relying on the Group's existing resources, skills and expertise

ASPEKTY EKONOMICZNE ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ

Andrzej Strupczewski
Instytut Energii Atomowej POLATOM

1. RENESANS ENERGETYKI JĄDROWEJ

1.1. Renesans w krajach Unii Europejskiej

Pierwszym krajem Unii Europejskiej, który po wieloletniej przerwie wznowił budowę elektrowni jądrowych była Finlandia. Po analizach ekonomicznych wykonanych przez Uniwersytet w Lappeenranta rząd fiński podjął w styczniu 2002 roku "Decyzję zasadniczą" (Decision in Principle) stwierdzającą, że budowa nowej elektrowni jądrowej w Finlandii leży w interesie społeczeństwa, a parlament fiński ratyfikował tę decyzję w maju 2002. Analizy ekonomiczne były poparte wieloletnim pozytywnym doświadczeniem – cztery pracujące w Finlandii bloki jądrowe dostarczały prąd tanio i niezawodnie, wykazując współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie około 92-94%. Zdaniem Finów, budowa elektrowni jądrowych była najlepszym interesem jaki kiedykolwiek zrobiły fińskie przedsiębiorstwa energetyczne. Elektrownie te pracowały też bezpiecznie i czysto – były prawdziwymi dobrymi sąsiadami i cieszyły się poparciem miejscowej ludności. Społeczeństwo fińskie nie obawiało się też składowania odpadów radioaktywnych – składowiska odpadów o niskiej i średniej aktywności były utworzone i eksploatowane na terenie samych elektrowni, a powstające składowisko dla odpadów o wysokiej aktywności ma pomieścić całość wypalonego paliwa z obecnych i zaplanowanych przyszłych elektrowni jądrowych w Finlandii.

O stopniu poparcia dla energetyki jądrowej świadczy fakt, że gminy fińskie konkurowały ze sobą o to, w której z nich ma powstać to składowisko odpadów wysokoaktywnych i obecnie po rozstrzygnięciu konkursu trwają już prace podziemne zmierzające do uruchomienia składowiska w Onkalo w 2020 roku. Przetarg na budową elektrowni jądrowej wygrała firma AREVA oferująca dostarczenie „pod klucz" elektrowni jądrowej z francusko-niemieckim reaktorem EPR (European Pressurized Reactor), najnowszym obecnie na rynku reaktorem III generacji. Budowa tego reaktora w Olkiluoto trwa.

Wkrótce po Finlandii również i Francja rozpoczęła budowę nowej elektrowni jądrowej z reaktorem EPR, wznoszonym w elektrowni jądrowej Flamanville i podjęła decyzję o rozpoczęciu w 2012 roku budowy kolejnego reaktora EPR w Penly. W styczniu 2008 roku, po dwuletnich analizach ekonomicznych i obszernej dyskusji społecznej, rząd brytyjski wydał „Białą Księgę" uzasadniającą konieczność budowy nowych elektrowni jądrowych w Wielkiej Brytanii [1]. Minister gospodarki podkreślił, że nie będzie się to wiązało z kosztami dla podatników, bo koszty budowy elektrowni jądrowych, ich likwidacji i unieszkodliwiania odpadów radioaktywnych będą ponosiły w pełni przesiębiorstwa energetyczne.

Mimo protestów Greenpeace u decyzja ta została przyjęta z pełną aprobatą przez społeczeństwo, do tego stopnia, że nawet minister gospodarki w opozycyjnym „gabinecie cieni" oświadczył, że opozycja uważa za swój obywatelski obowiązek ("*duty*") odłożyć na bok spory polityczne i walkę o głosy wyborcze i współpracować z rządem dla dobra kraju [2] na rzecz rozwoju energetyki jądrowej.

We Włoszech, które po awarii w Czarnobylu wycofały się z energetyki jądrowej, przerwały budowę nowych reaktorów i zamknęły istniejące elektrownie jądrowe, na jesieni 2008 roku premier a potem minister gospodarki oświadczyli, że Włochy popełniły w ten sposób „*straszliwą omyłkę*" która kosztowała je 20 lat opóźnienia w rozwoju gospodarczym i ponad 50 miliardów euro strat [3]. W następnych miesiącach włoskie przedsiębiorstwo energetyczne ENEL podpisało porozumienie z EDF o wspólnej budowie 4 elektrowni jądrowych z reaktorami EPR we Włoszech. Budowa pierwszej z nich ma zacząć się w 2013 roku [4]. Warto dodać, że zanim rząd włoski podjął decyzję o rozwoju energetyki jądrowej we Włoszech, energetycy włoscy już wcześniej zdali sobie sprawę z konkurencyjności ekonomicznej elektrowni jądrowych, kupili w Hiszpanii elektrownie jądrowe o mocy 2650 MWe [5] i elektrownię jądrową Mochowce z blokami 1 i 2 w Słowacji i rozpoczęli budowę dwóch dalszych bloków nr 3 i 4 w tej elektrowni.

Nawet Watykan, który zwykle nie miesza się do spraw gospodarczych, podkreślał przez wiele lat ustami papieży znaczenie energii jądrowej dla ludzkości [6], a na rok przed decyzją rządu włoskiego Przewodniczący Papieskiej Rady Sprawiedliwości i Pokoju, kardynał Renato Martino, oświadczył, że : „*Odrzucanie energii jądrowej z powodów ideologicznych lub z obawy przed wypadkami może się okazać błędem, a czasem mieć paradoksalne skutki. Zwróćmy uwagę na Włochy, które zrezygnowały z energetyki jądrowej w 1987 roku ale importują energię elektryczną z francuskich elektrowni jądrowych*" [7]

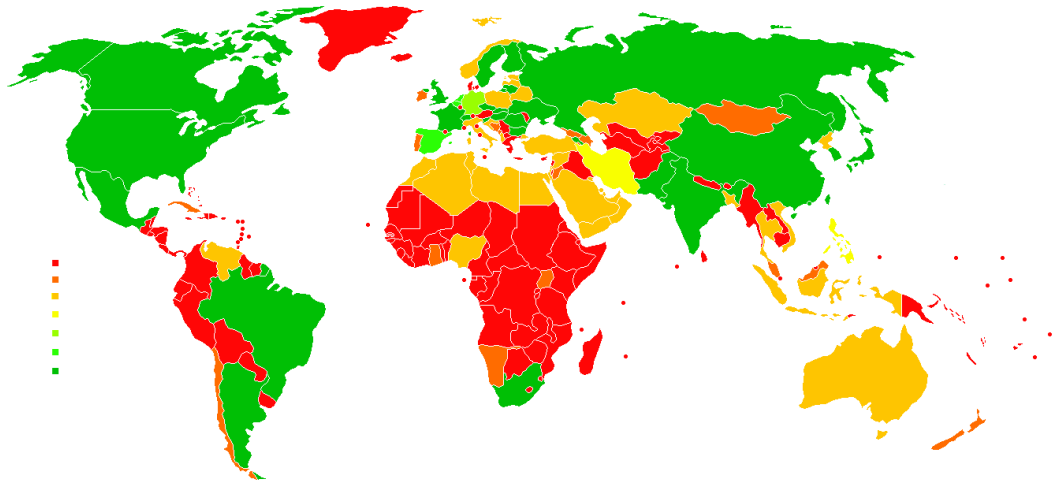
Obecna decyzja rządu włoskiego przywróciła nadzieję na obniżenie kosztów energii elektrycznej, która we Włoszech jest bardzo wysoka – najwyższa po cenie płaconej przez odbiorców prądu w Danii.

Powrót do energetyki jądrowej ogłosiła również w lutym 2009 roku Szwecja [8], kraj, który przez wiele lat deklarował odejście od energetyki jądrowej, a nawet doprowadził do zamknięcia elektrowni jądrowej Barseback. Obecnie rząd szwedzki zapowiada, że energetyka szwedzka będzie opierać się na elektrowniach wodnych i jądrowych, a prasa światowa komentuje, że jest to wyrazem świadomości ekologicznej Szwecji [9].

Podobne decyzje podejmowane są w innych krajach Europy. W Holandii, gdzie rząd oznajmił, że nie będzie budowy nowych elektrowni jądrowych do roku 2011, firma energetyczna DELTA złożyła wniosek o zezwolenie na budowę nowych elektrowni jądrowych w Borselle [10] z przewidywanym terminem rozpoczęcia budowy w 2012 roku. W Belgii minister energetyki oświadczył, że energia jądrowa jest dla Belgii niezbędna i postawił wniosek o przedłużenia licencji pracujących obecnie reaktorów o dalsze 10 lat [11], co oznacza wycofanie się z wcześniejszych decyzji o odejściu od energetyki jądrowej. W Niemczech, które przez szereg lat planowały likwidację energetyki jądrowej, zarówno minister gospodarki [12] jak i kanclerz pani Angela Merkel [13] wypowiedzieli się za koniecznością utrzymania reaktorów energetycznych w ruchu. W Czechach rozbudowa EJ Temelin ma zacząć się w 2013 roku [14] , na Słowacji trwa budowa bloków 3 i 4 w EJ Mochowce za 2.7 mld euro i planowana jest budowa nowej elektrowni jądrowej w Jaslowskich Bohunicach, na Węgrzech planowany jest przetarg na budowę nowej elektrowni jądrowej, która ma zacząć pracą w 2020 roku [15], w Bułgarii budowane są dwa reaktory WWER-1000 w EJ Belene [16], Estonia ma wybudować własną elektrownię atomową do 2023 roku [17] a w Finlandii w ślad za budowanym obecnie reaktorem EPR w Olkiluoto złożono już wnioski o zezwolenie na budowę dalszych trzech elektrowni jądrowych [18].

1.2. Rozwój energetyki jądrowej poza Unią Europejską

W krajach europejskich poza Unią, Szwajcaria zamierza zbudować nowe elektrownie jądrowe w Beznau i w Mühleberg [19], Albania z Chorwacją planują wspólną budowę elektrowni jądrowej nad jeziorem Shkoder [20], Białoruś rozpoczęła przygotowania do budowy EJ mającej rozpocząć pracę w 2018 roku [21], a Rosja zamierza zbudować 26 reaktorów jądrowych do 2030 roku [22] Poza Europą rozbudowa elektrowni jądrowych przebiega jeszcze szybciej. Chiny rozpoczynają budowę coraz nowych bloków i planują doprowadzić moc swych elektrowni jądrowych do 70 GWe do 2020 roku [23], Korea planuje zbudowanie 12 nowych elektrowni jądrowych do 2022 roku [24], a Japonia, gdzie obecnie pracują 53 reaktory, zamierza zbudować dalsze 16 bloków dużej mocy by w 2017 roku energia jądrowa dostarczała 40% potrzebnej energii elektrycznej [25]. Indie budują nowe elektrownie w oparciu o własne konstrukcje i reaktory importowane z Rosji [26] i zamierzają osiągnąć moc elektrowni jądrowych 20 GWe w 2020 r., a dalsze elektrownie powstają lub są projektowane w Turcji, Egipcie, Arabii Saudyjskiej, Zjednoczonych Emiratach Arabskich, w Indonezji, w RPA, Brazylii, Argentynie, krajach arabskich nad Morzem Śródziemnym i w innych krajach. W USA złożono już wnioski o zezwolenie na budowę ponad 30 bloków jądrowych dużej mocy, a opinia publiczna zdecydowanie popiera rozwój energetyki jądrowej [27].



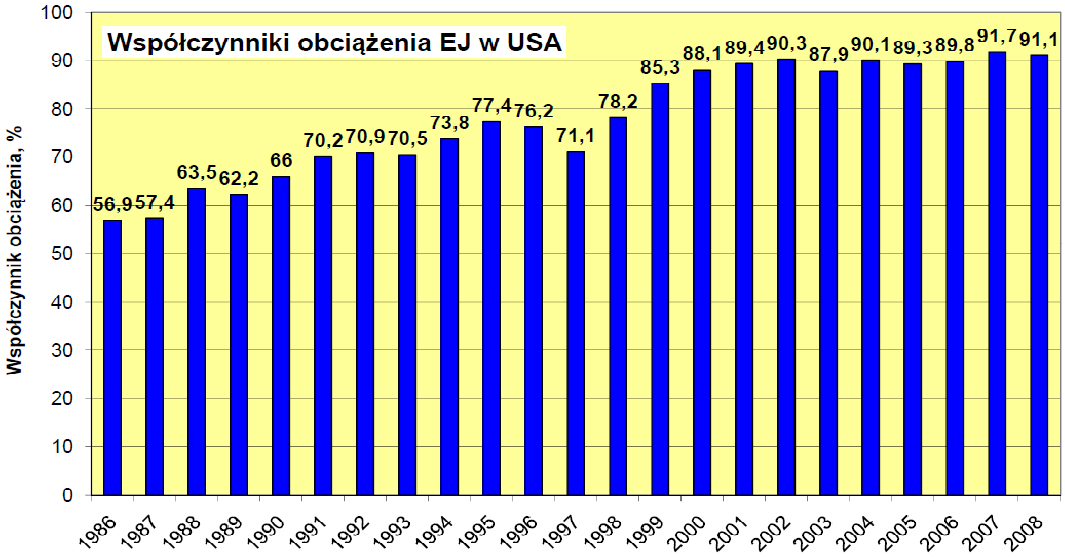
Rys. 1. Polityka różnych państw wobec rozwoju energetyki jądrowej [28].

* W przypadku Włoch jest to powrót do energetyki jądrowej, z której Włosi przejściowo zrezygnowali w 1987 r. i zlikwidowali pracujące wtedy elektrownie jądrowe.

2. ENERGIA JĄDROWA ŹRÓDŁEM NAJTAŃSZEJ ENERGII

2.1. Wzrost niezawodności i dyspozycyjności. Czemu nastąpił tak wyraźny zwrot?

Zasadniczy powód jest prosty – energetyka jądrowa dostarcza energię tańszą niż inne źródła energii. Osiągnięto to przez ogromny wzrost niezawodności i dyspozycyjności – współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej doszły do wartości niespotykanych wśród innych źródeł energii. O ile przed 20 laty średni współczynnik obciążenia dla amerykańskich elektrowni jądrowych był niższy od 60%, o tyle obecnie wzrósł do ponad 91% i to nie dla jednej elektrowni lub wybranych elektrowni, ale dla wszystkich 104 elektrowni jądrowych pracujących w USA. W skali całego świata ten współczynnik wynosi 85%. Dla reaktorów III generacji, jakie mają pracować w Polsce, zakłada się ten współczynnik na poziomie 90%.



Rys. 2. Wzrost średniego współczynnika obciążenia dla wszystkich 104 elektrowni jądrowych w USA.

2.2. Zalety energetyki jądrowej dla otoczenia

Równolegle na konkurencyjność energetyki jądrowej wpłynęło ograniczenie nakładów inwestycyjnych mimo osiągnięcia znacznego wzrostu bezpieczeństwa, a także korzyści dla zdrowia człowieka i środowiska jakie zapewnia energetyka jądrowa - brak emisji tlenków siarki, azotu, pyłów, metali ciężkich i oczywiście brak emisji CO2. Wyniki programu UE ExternE wykazały, że EJ należą do źródeł energii o najmniejszych kosztach zewnętrznych, a brak emisji CO2 oznacza, że elektrownie jądrowe mogą produkować energię elektryczną nie płacąc kar za emisję.

Energetyka jądrowa bierze pełną odpowiedzialność za unieszkodliwianie odpadów i zapewnia fundusze na ich usuwanie z biosfery i na likwidację EJ

2.3. Koszty paliwa uranowego

Ile kosztuje paliwo uranowe dla EJ o mocy 1000 MWe (produkcja 8 TWh rocznie)?

Na koszt 1 kg paliwa reaktorowego z uranu wzbogaconego w postaci UO2 składają się następujące pozycje:

Uran naturalny (cena maj 2009) w ilości 8.9 kg U_3O_8 x po 92 USD/kg = 819 USD

Konwersja U3O8 na UF6 (cena niezmieniona od 2007 r.) 7.5 kg U x 12 USD/kg = 90 USD

Wzbogacanie uranu w postaci UF6, przy pracy rozdzielczej równej 7.3 SWU i cenie 135 USD/SWU (cena niezmieniona od 2007 r.) = 985 USD

Produkcja paliwa (cena niezmieniona od 2007 r.) = 240 USD/kg

Suma =2134 USD/kg paliwa reaktorowego [29].

Przy wypaleniu 45,000 MWd/t otrzymujemy 360 MWh energii elektrycznej z kg, stąd koszt paliwa wynosi 5,9 USD/MWh, czyli 4,4 euro/MWh. W rzeczywistości w obecnych elektrowniach jądrowych osiąga się większe wypalenie, a nowe elektrownie III generacji projektowane są na wypalenie 60 000 MWd/t. Przyjmiemy jednak 45 000 MWd(t jako wielkość nie ulegającą dyskusji. Do kosztów paliwa doliczamy koszty unieszkodliwiania odpadów i likwidacji EJ. Wynoszą one łącznie 2 - 2,5 USD/MWh. W sumie można bezpiecznie przyjąć, że koszty paliwa wraz z unieszkodliwianiem odpadów i likwidacją elektrowni jądrowej wynoszą 7 €/MWh. Wielkość ta podawana jest jako pesymizacja przez World Nuclear Association, a także w lutym 2009 była podana przez OECD w ramach założeń do obliczeń porównawczych publikowanych co 2 lata dla elektrowni różnego typu. Rocznie trzeba więc wydać dla EJ o mocy 1000 MWe, 7.0 €/MWh x 8 TWh = **56 mln €/rok**

2.4. Ile kosztuje spalanie węgla w elektrowni węglowej 1000 MWe produkującej 8 TWh?

Średni koszt węgla w 2008 r. wyniósł 223 zł/t, a w lutym 2009 roku 72 USD/tonę co odpowiada 230 zł/t. (Wg ocen NYMEXu z maja 2009, cena węgla oczekiwana na rynku futures wynosi 76 USD/t).

Do tego należy doliczyć 30 zł/t na transport – razem 260 zl/t. Pomijając jednak koszt transportu przyjmiemy cenę węgla 55 euro/t. Dla EW na parametry nadkrytyczne o sprawności 43% spalającej 3 mln ton na 8 TWh da to koszt paliwa: **165 mln €/rok**.

Ponadto opłaty za emisję przy stawce 39 euro/tonę CO_2 wyniosą przy produkcji 8 TWh około **248 mln euro/rok**. Różnica kosztów paliwowych to 359 mln euro/rok na korzyść EJ

3. PORÓWNANIE KOSZTÓW DLA ELEKTROWNI JĄDROWYCH I INNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

3.1. Ocena przybliżona w oparciu o koszty inwestycyjne i paliwowe

Razem koszt węgla i emisji CO2 wyniesie **413 mln euro/rok.** Jest to wiele więcej niż dla elektrowni jądrowej, ale nakłady inwestycyjne na EJ są wyższe niż na elektrownie węglowe. Dla EJ Flamanville wynoszą one 2450 euro/kW czyli **3266 USD/kW**. Trzeba dodać, że EJ Flamanville 3 budowana jest bez opóźnień i zgodnie z planowanym budżetem.

Dla pierwszej EJ w Polsce nakłady inwestycyjne mogą być wyższe niż dla obecnych elektrowni francuskich, ale do porównań dla wielu bloków należy przyjąć nakłady typowo przyjmowane na świecie. Wg najnowszych ocen OECD przyjmuje się 2,75 mld euro na 1000 MWe. Dla drugiej i dalszych EJ w Polsce można uwzględnić pozytywny wpływ krzywej uczenia się przemysłu jądrowego i przyjąć nakłady inwestycyjne niższe niż obecnie, ale przyjmiemy pesymistycznie że będą one nawet wyższe niż podaje OECD i wyniosą jak w USA dla drugiego bloku EJ Florida równe **3220 €/kWe.** Nakłady te są wyższe niż dla Flamanville 3, bo koszty inwestycyjne w USA są wyższe o około 20-30 % niż koszty w Europie, nie tylko dla energetyki jądrowej, ale i dla elektrowni węglowych [30]. Dlatego nakłady 3220 €/kWe można przyjąć za maksymalne koszty budowy EJ w Polsce z duży marginesem bezpieczeństwa.

Dla elektrowni węglowej (EW) w Polsce ceny w 2008 wynosiły od 1800 €/kWe do 2000 €/kWe. Przyjmiemy koszt 1875 €/kWe jak dla projektowanej elektrowni o mocy w dawnej kopalni Czeczot [31].

Różnica nakładów inwestycyjnych wynosi więc dla drugiej i dalszych EJ w Polsce 1345 €/kWe.

Jest to równowartość różnicy kosztów paliwowych i opłat za emisję CO2, jakie trzeba byłoby ponieść w razie spalania importowanego węgla zamiast paliwa jądrowego w ciągu 4 lat.

Powyższe stwierdzenia nie stanowią oczywiście kompletnego rachunku ekonomicznego, a mają tylko służyć jako ilustracja do przedstawienia czytelnikowi jakie elementy wpływają w decydujący sposób na ostateczne koszty energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach jądrowych i węglowych. Widać, że dzięki małym kosztom paliwa jądrowego **mimo wysokich nakładów inwestycyjnych energetyka jądrowa jest opłacalna.** Wyniki najnowszego pełnego studium ekonomicznego z wykazem założeń technicznych i ekonomicznych wykonanego przez cieszący się najwyższym uznaniem amerykański ośrodek uniwersytecki Massachussettes Institute of Technology (MIT) podajemy poniżej

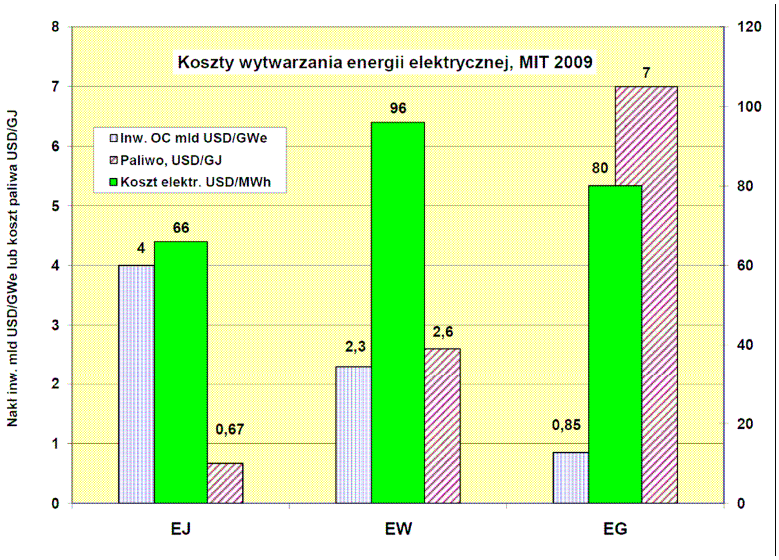
3.2. Założenia przyjęte w studium MIT 2009 i wyniki

W studium MIT przyjęto nakłady inwestycyjne bezpośrednie (overnight) dla elektrowni jądrowej równe 4 mld USD/1000 MWe, dla elektrowni węglowych 2,3 mld USD/1000 MWe a dla elektrowni gazowych 0,85 mld USD/1000 MWe [32]. Koszt uranu naturalnego przyjęto równy 80 USD/kgU, koszt wzbogacania 160 USD/SWU *(SWU – jednostka pracy rozdzielczej, dla uzyskania 1 kg uranu wzbogaconego potrzeba około 7 SWU)*, koszt konwersji z U3O8 na UF6 równy 6 USD/kgU oraz koszt produkcji paliwa z uranu wzbogaconego 250 USD/kgU. Autorzy studium MIT znaleźli optymalny próg odcięcia przy wzbogacaniu równy 0.24%, co dla początkowego wsadu uranowego 9.08 kgU odpowiada pracy rozdzielczej 6.99 SWU. Głębokość wypalenia paliwa reaktorowego przyjęto 50 MWd/kgU, co jest założeniem umiarkowanie ostrożnym, bo obecnie głębokość wypalenia podawana dla reaktorów III generacji wynosi 60 MWd/kgU. Wzrost kosztu paliwa uranowego z czasem przyjęto w wysokości 0.5% na rok, co daje średnią cenę w ciągu 40 lat równą 0.76 USD/GJ, lub 2,74 USD/MWh.

Koszt węgla przyjęto niższy niż obecnie obserwowany na rynku, mianowicie 65 USD/t, a eskalację 0,5% rocznie, stąd średnia cenę węgla przez 40 lat wynosi 2,94 USD/GJ lub 73,4 USD/t. Dla gazu przyjęto to samo tempo eskalacji otrzymując średnią cenę gazu przez 40 lat 7,9 USD/GJ.

Czas pracy dla wszystkich elektrowni – jądrowej EJ, węglowej EW i gazowej EG – przyjęto jednakowy to jest 40 lat, podobnie przyjęto jednakowy współczynnik obciążenia 0,85. Są to założenia niekorzystne dla EJ, bo już obecnie połowa elektrowni jądrowych w USA ma zezwolenie na pracę przez 60 lat, a EJ z reaktorami III generacji projektuje się z założenia na 60 lat przy współczynniku obciążenia 90%. Sprawność cieplną przyjęto dla EJ równą 0,33 (chociaż reaktor EPR

ma sprawność 0,37), dla EW 0,385, a dla EG 0,50. Czas budowy przyjęto dla EJ równy 5 lat, dla EW 4 lata i dla EG 2 lata.



Rys. 3. Koszty wytwarzania energii elektrycznej wg MIT z 2009 r. (nakłady inwestycyjne podano bez oprocentowania kapitału (overnight), oprac. własne dla opłat za emisję 40 USD/t CO_2).

Udział kapitału z pożyczki bankowej przyjęto równy 60% a z kapitału akcyjnego 40%, z oprocentowaniem pożyczek 8% i oprocentowaniem kapitału akcyjnego 12%. Warto to podkreślić, bo w dyskusjach na temat opłacalności energetyki jądrowej często stawiany jest zarzut, że wyniki korzystne dla elektrowni jądrowych uzyskuje się dzięki temu, że nie uwzględnia się oprocentowania kapitału. Jest to zarzut nieprawdziwy – uwzględnia się i to przy dość wysokim oprocentowaniu bo wynoszącym dla kapitału akcyjnego 12%.

Opłaty za emisję dwutlenku węgla przyjmowano w różnej wysokości. W przypadku opłat emisyjnych 40 USD/t CO_2 otrzymano wyniki pokazane na rysunku 3. Jak widać, energetyka jądrowa jest źródłem najtańszej energii elektrycznej, a ewentualne podwyżki cen paliw zwiększą jeszcze bardziej jej przewagę nad paliwem organicznym. Według innej oceny przedstawionej przez Biuro Ocen Kongresu USA [33] całkowite uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych wyniosą 83,2 USD'2007/MWh, (a więc w przeliczeniu 59 euro'2007/MWh), a według ocen francuskich energia elektryczna z nowej elektrowni we Flamanville 3 będzie kosztować 56 euro'2008/MWh.

3.3. Oceny konkurencyjności elektrowni jądrowych przygotowane dla przemysłu brytyjskiego

Na zlecenie Konfederacji Przemysłu Brytyjskiego (*Confederation of British Industry - CBI)* znana amerykańska firma konsultingowa McKinsey, prowadząca zwykle analizy dla organizacji wdrażających OZE, przygotowała studium ekonomiczne możliwych dróg osiągnięcia celów ochrony środowiska przyjętych przez rząd brytyjski. W studium rozważano ekonomikę elektrowni jądrowej o mocy 1000 MWe z typowym reaktorem wytwarzającym 8,6 GWh czystej energii elektrycznej rocznie. Nakłady inwestycyjne (bezpośrednie) na taką elektrownię wyniosłyby wg firmy McKinsey 2.5 mld £ plus 500 mln £ na ewentualne wydatki związane z likwidacją elektrowni. Natomiast seria elektrowni wiatrowych o tych samych możliwościach wytwórczych kosztowałaby 6,5 mld £. Byłoby

to ponad dwa razy więcej, bo wiatraki mają niski współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej. Nawet przy założeniu, że są one zbudowane na morzu i korzystają z silnych wiatrów znad Atlantyku współczynnik wykorzystania mocy dla wiatraków brytyjskich wynosi około 37%. Ponadto wiatraki na morzu trzeba połączyć z siecią liniami transmisyjnymi, których koszt oceniono na 1,3 mld £, a dodatkowo wymagają one utrzymywania rezerwowych elektrowni gazowych, bezczynnych gdy wieje wiatr i czekających na okresy, gdy wiatr ustaje. Generacja energii z takich elektrowni jest kosztowna, co stanowi dalsze obciążenie bilansu ekonomicznego energetyki wiatrowej.

W Polsce, gdzie średnia prędkość wiatru jest dużo mniejsza, koszt energii elektrycznej uzyskiwanej z wiatraków jest dużo wyższy niż w Wielkiej Brytanii. O ile średnia roczna prędkość wiatru na wybrzeżu atlantyckim wynosi od 8 do 10 m/s, to w Polsce w rejonie nadmorskim sięga ona zaledwie 5,5 m/s. Dlatego też dodatkowe koszty płacone przez energetykę w Polsce za dostawy energii ze źródeł odnawialnych (zielone certyfikaty) są najwyższe w Europie i znacznie przekraczają koszt samej energii. W 2008 roku koszt energii elektrycznej z elektrowni systemowych w Polsce wynosił 170 zł/MWh, a za energię wiatrową trzeba było płacić w hurcie 170 zł/MWh plus 240 zł/MWh za zielony certyfikat**, razem 410 zł/MWh.**

Studium McKinseya przekazane rządowi brytyjskiemu przez CBI postuluje zwiększenie udziału energetyki jądrowej i obniżenie udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym Wielkiej Brytanii [34]. Według autorów studium, Wielka Brytania powinna zbudować do 2030 roku przynajmniej 10 reaktorów dużej mocy i otrzymywać z nich 34% potrzebnej w kraju energii elektrycznej, zamiast 20% przewidzianych w obecnej polityce energetycznej rządu. W przeciwnym razie osiągnięcie stawianych przez rząd celów na rok 2050 będzie niemożliwe, twierdzą autorzy studium, bo finansowanie rozwoju wiatraków uniemożliwi inwestycje w potrzebnym zakresie w inne źródła energii. CBI [35] zwraca też uwagę, że budowa nowych elektrowni jądrowych konieczna jest pilnie by uniknąć budowy szeregu nowych elektrowni gazowych, które będą zużywać gaz jako paliwo mimo ujemnych skutków dla środowiska, dla budżetu i dla niezależności państwa. Koszty elektrowni wiatrowych budowanych na morzu są 2,6 razy większe niż koszty inwestycyjne dla elektrowni jądrowych o tej samej średniej mocy efektywnej.

Wkrótce po tym oświadczeniu przemysłu brytyjskiego ukazał się raport specjalny opracowany na zlecenie premiera brytyjskiego przez byłego ministra gospodarki brytyjskiej, posła Malcolma Wicksa [36]

Raport ten podkreśla, że postawiony przez rząd cel osiągnięcia udziału energii odnawialnej w wysokości 15% do roku 2020 jest bardzo ambitny i niewiarygodne jest stawianie sobie wyższych celów. Energetyka jądrowa jest wypróbowanym niskoemisyjnym źródłem energii na wielką skalę. Dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Wielkiej Brytanii i zmniejszenia jej zależności od importu nośników energii rozsądnym celem na lata po 2030 roku byłoby osiągnięcie udziału energetyki jądrowej w bilansie energetycznym Wielkiej Brytanii w wysokości od 35 do 40%.

Autorzy raportu omówili także sprawę importu uranu. Wielka Brytania nie produkuje uranu, ale rudę uranową można gromadzić na zapas. Złoża uranu znajdują się w wielu różnych krajach, Zarówno Agencja Energetyki Jądrowej *(Nuclear Energy Agency OECD)* jak i MAEA stwierdziły, że zasoby uranu są bardziej niż wystarczające dla pokrycia potrzeb oczekiwanej ekspansji globalnej energetyki jądrowej [37]. Nawet jeśli wzrost zapotrzebowania doprowadzi do podwyżki cen uranu, to ze względu na fakt, że koszt paliwa jest obecnie bardzo małą składową kosztów produkcji energii elektrycznej, wzrost ceny uranu nie zmieni w sposób istotny kosztu elektryczności. Wg ocen aktualnych, koszt uranu stanowi około 10% całkowitych kosztów produkcji, podczas gdy koszt gazu to 70% kosztów produkcji energii elektrycznej.

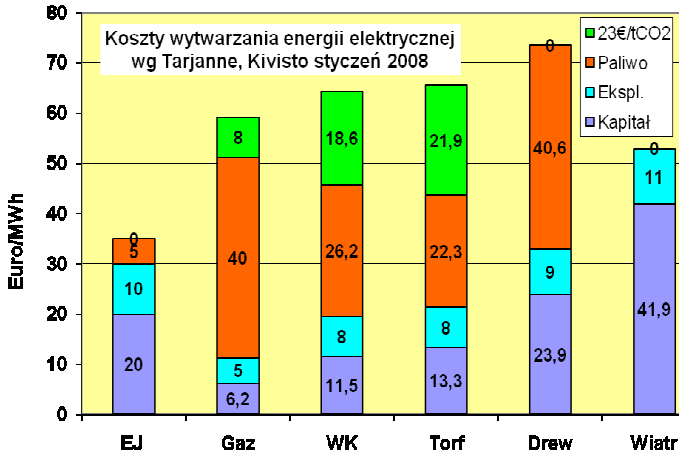
Oceny rządowe wykazały, że zwiększenie udziału OZE z 5,5% w chwili obecnej do planowanych 30% wiąże się z dodatkowymi kosztami około 65 mld £, które mogą od 11 do 17 razy przewyższyć potencjalne korzyści [38].

3.4. Oceny konkurencyjności elektrowni jądrowych względem innych źródeł energii wg ocen fińskich

Przewagę ekonomiczną elektrowni jądrowych ilustrują zarówno analizy wykonane w ramach studiów porównawczych w OECD, jak i bardzo odpowiedzialne analizy przeprowadzone w krajach takich jak Finlandia, które służyły jako podstawa do decyzji rządowych o rozwijaniu programów energetyki jądrowej i budowie nowych elektrowni. Dla ilustracji tych studiów przytoczę wyniki studium fińskiego z lutego 2008 roku [39], stanowiącego najbardziej reprezentatywną wersję studium wykonywanego już wielokrotnie od 2000 roku, kiedy to Finlandia podjęła decyzję o budowie nowej elektrowni jądrowej. Istnieje wprawdzie jeszcze nowsze opracowanie z listopada 2008 roku, ale w związku z dużym wzrostem kosztu węgla w 2008 roku daje ono wyniki zbyt korzystne dla energetyki jądrowej. Obecne ceny węgla wróciły do poziomu bliskiego cen ze stycznia 2008, dlatego wyniki porównań z tego czasu są najbardziej aktualne. Wielkość nakładów inwestycyjnych wzrosła wprawdzie znacznie od tej pory, ale wzrosła dla wszystkich typów elektrowni, tak że wyniki względne pozostają słuszne.

Studium fińskie przedstawia porównanie sześciu możliwych źródeł energii, mianowicie energii jądrowej (EJ), elektrowni węglowej kondensacyjnej (WK), elektrowni gazowej z obiegiem kombinowanym gazowo-parowym (Gaz), elektrowni opalanej torfem (Torf) lub drewnem (Drew) i elektrowni wiatrowej (Wiatr). Dla elektrowni wiatrowej nie uwzględniano subsydiów, natomiast założono, że system elektroenergetyczny odbierze energię wiatru zawsze kiedy tylko zostanie ona wytworzona i nie uwzględniano kosztów elektrowni rezerwowych. Innymi słowy pominięto wszelkie koszty wynikające z nieciągłej i zależnej od warunków pogodowych pracy wiatraków.

Przy ocenie kosztów produkcji energii elektrycznej przyjęto stopę procentową 5% rocznie i ustalony poziom cen ze stycznia 2008 roku. Czas budowy elektrowni jądrowej przyjęto równy 5 lat. Wszystkie wydatki na gospodarkę odpadami radioaktywnymi (łącznie z paliwem wypalonym) i likwidację elektrowni są ujęte w zmiennych kosztach eksploatacji i napraw poprzez coroczne wpłaty do funduszu odpadów jądrowych.



Rys. 4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej przy pracy przez 8000 godzin /rok (współczynnik obciążenia – 91%) przy realnej stopie procentowej 5% (dane wg studium fińskiego 2008, opracowanie własne).

Koszt energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni jądrowej wynosi 35 €/MWh, w elektrowni węglowej 64,4 €/MWh, w elektrowni gazowej 59,2 €/MWh, opalanej torfem 65,5 €/MWh a drewnem - 73,6 €/MWh (drewno nie jest obciążone podatkiem od CO_2).

Elektrownie wiatrowe dostarczać mogą energię elektryczną po cenie 52,9 €/MWh przy założeniu, że pracują na pełnej mocy przez 2200 godzin w roku i nie ponoszą żadnych kosztów z powodu pracy nieciągłej. Dominującą składową kosztów w przypadku elektrowni jądrowej są nakłady inwestycyjne, natomiast koszt paliwa jądrowego jest niski. W przypadku innych źródeł energii dominującą składową stanowi koszt paliwa, za wyjątkiem elektrowni wiatrowych, dla których jednostkowe nakłady inwestycyjne są dwukrotnie wyższe niż dla elektrowni jądrowych.

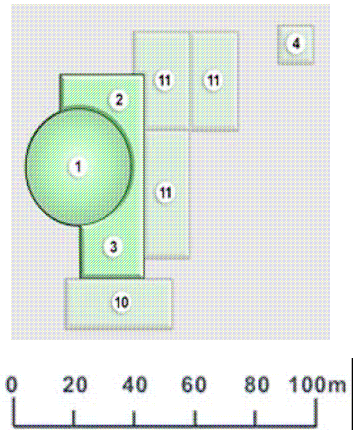
Ta ostatnia informacja może wzbudzić zdziwienie w czytelniku przywykłym do sloganu, że energia z wiatraków jest za darmo, a wiatraki są małe, smukłe i tanie. W rzeczywistości wymagają one na jednostkę mocy znacznie więcej betonu i stali niż elektrownia jądrowa.

Wieża wiatraka o wysokości 100 m, na której znajduje się kabina o wielkości autobusu i wadze ponad 70 ton oraz trzy 50-metrowe łopaty wirnika tnące powietrze z prędkością ponad 150 km/h, wymaga na początek dużych i solidnych fundamentów. Według danych dla wiatraków VESTAS [40] dominujących w Polsce i Niemczech, w przypadku wiatraka o mocy nominalnej 3 MW waga elementów stalowych wnosi 370 ton, a waga betonu stanowiącego fundamenty - ponad 800 ton. Jednakże moc średnia w ciągu roku jest dużo niższa od mocy nominalnej. W północno-zachodniej Danii, gdzie średnia roczna prędkość wiatru wynosi ponad 8,5 m/s, turbiny wiatrowe osiągają średni roczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej rzędu 35%. Natomiast w Polsce, gdzie najlepsze warunki wiatrowe nad morzem odpowiadają średniej rocznej prędkości wiatru około 5,5 m/s, współczynnik ten wynosi około 20%.

W ciągu 20 lat pracy turbina wiatrowa o mocy nominalnej 3 MWe generuje więc (zakładając, że pracuje bez żadnego przestoju na naprawy, zawsze gdy wieje wiatr): 3 MWe x 0,2 x 20 lat x 365 dni/rok x 24 h/d = 105 GWh.

Zużycie stali na jednostkę energii wynosi: 370 ton/0,105 TWh = **3523 ton/TWh**, a zużycie betonu: 800 ton/0,105 TWh = **7619 ton/TWh**.

W przypadku elektrowni jądrowej z reaktorem PWR o mocy 1000 MWe potrzeba 61 100 ton stali i 372 000 ton betonu. Elektrownia jądrowa w ciągu 60 lat pracy przy średnim współczynniku obciążenia 0,9 i przy pesymistycznym założeniu, że w tym okresie nie będzie pracowała wcale przez jeden rok ze względu na modyfikacje i ulepszenia wprowadzane w ciągu jej życia, wytworzy 465 TWh. Zużycie stali na jednostkę energii wyniesie więc: **130 ton/TWh**, a zużycie betonu **800 ton/TWh**.



Rys. 5. Rzut poziomy EJ z reaktorem AP 1000. [4]: 1. Obudowa bezpieczeństwa obejmująca reaktor, 2. Budynek układów pomocniczych, 3. Rejon paliwowy, 4. Generatory Diesla, 10. Budynek odpadów radioaktywnych, 11. Budynki układów pomocniczych.

A zatem do wytworzenia energii jądrowej potrzeba 27 razy mniej stali i 9,5 razy mniej betonu niż do wytworzenia energii z wiatru.

Zużycie terenu też jest mniejsze dla elektrowni jądrowej. W przypadku EJ z reaktorem AP 1000 o mocy 1100 MWe potrzebny teren ogranicza się do kwadratu 130 x 130 metrów, a więc 0,017 km^2. W przypadku starszej EJ z reaktorem PWR II generacji o mocy 1000 MWe potrzebny teren to kwadrat o boku 200 x 1560 m, a więc 0,03 km^2.

Natomiast obszar farmy wiatrowej jest dużo większy. Wiatraki są odseparowane od siebie, by zmniejszyć turbulencję powietrza powodowaną przez sąsiednie wirniki, obniżającą sprawność wiatraka. Obecnie stosuje się rozstaw od 7 do 10 razy większy od średnicy wirnika. Przyjmując jako minimum, że wiatraki ustawione są nie mniej niż co 500 m, otrzymujemy powierzchnię potrzebną na jeden wiatrak o mocy nominalnej 3 MW równą 0,25 km^2. Przy efektywnej mocy średniej 0,6 MWe liczba wiatraków dająca taką moc jak elektrownia jądrowa 1000 MWe o współczynniku obciążenia 0.9 wynosi 1500, a powierzchnia zajęta przez taką farmę to 375 km^2. Tak więc powierzchnia potrzebna dla wiatraków jest 22000 razy większa niż dla EJ III generacji z reaktorem AP 1000, a 12500 razy większa niż dla EJ II generacji.

Ilości CO_2, emitowanego przy budowie wiatraków też są większe niż przy budowie i likwidacji EJ.

3.5. Porównanie kosztu czystej i stabilnej energii elektrycznej z elektrowni jądrowych z kosztami energii ze elektrowni wiatrowych w Polsce

3.5.1. Same koszty finansowe

W Polsce dodatkowym minusem jest stosunkowo mała siła wiatru – dużo mniejsza niż w rejonach takich jak zachodnie brzegi Irlandii, Szkocji i Danii wystawione na wiatry znad Atlantyku. Podczas, gdy w tamtych rejonach prędkość wiatru w skali rocznej przekracza 8.5 m/s, w Polsce w korzystnych rejonach takich jak Łeba wynosi średnio 5,5 m/s. Określanie warunków wiatrowych w Polsce jako „bardzo dobre" jest wprowadzaniem społeczeństwa w błąd. W stosunku do północno-zachodniej Danii, czy Szkocji warunki wiatrowe w Polsce są znacznie gorsze.

Zdając sobie sprawę z niskiej średniej mocy wiatraków i dużej ilości materiałów potrzebnej na ich budowę można zrozumieć, czemu nakłady inwestycyjne na wiatraki są dużo wyższe niż na inne źródła energii.

Nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy szczytowej to dla wiatru około 1,5- 1,6 mln euro/MW (Sępopole 100 mln euro za 60 MW [42] , Tychowo 50 MW za 74 mln euro [43], gmina Orla (Podlaskie) 60 mln euro za 15 wiatraków o mocy 2,5 MW każdy czyli łącznie za moc zainstalowaną 37,5 MW (megawatów) [44] czyli 1,6 mln euro/MW), a na jednostkę mocy średniej - pięć razy więcej, to jest 8 mln euro/MW. Ponadto, wiatraki pracują przez 20 lat, a nie jak elektrownie jądrowe – 60 lat. Ich nakłady inwestycyjne są więc na przestrzeni 60 lat dużo większe. Orientacyjnie przyjmiemy, że w ciągu 60 lat na budowę kolejnych trzech pokoleń wiatraków trzeba wydać 7,5 x 3 = 22,5 mln euro/MWe.

Ale wiatr jest za darmo – a za paliwo do EJ trzeba płacić. Musimy to uwzględnić. W ciągu 60 lat paliwo do EJ o mocy 1000 MWe będzie kosztowało 40 mln euro/rok x 60 lat = 2400 mln euro. Nawet jeśli dodamy tę wielkość do nakładów inwestycyjnych, chociaż koszty paliwa rozkładają się na 60 lat, a nakłady na pierwszy okres budowy elektrowni, to i tak otrzymamy sumę znacznie mniejszą od nakładów inwestycyjnych na wiatraki.

Przyjmując, że oprocentowanie kapitału zwiększy bezpośrednie nakłady inwestycyjne na elektrownię jądrową do chwili jej uruchomienia o 50%, i przyjmując jak podaliśmy powyżej bezpośrednie nakłady inwestycyjne dla drugiej i dalszych EJ w Polsce równe 3,22 mln €/MWe otrzymamy dla

jednego bloku EJ koszty jednostkowe 4,83 mln €/MWe + 2,4 mln €/MWe = **7,23 mln €/MWe**, a dla elektrowni wiatrowej – jak wykazaliśmy powyżej: **22,5 mln €/MWe**.

Tak więc łączne nakłady inwestycyjne i koszty paliwa przez 60 lat **są dla elektrowni jądrowej 3 razy niższe**, niż koszty inwestycyjne dla elektrowni wiatrowej. A problemy z mocą rezerwową i nieobliczalnymi zmianami siły wiatru pozostają poza tym rachunkiem ekonomicznym...

3.5.2. Wpływ wiatraków na sieć energetyczną

„Łączna moc farm wiatrowych w Polsce przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV wynosi ok. 270 MW - nie jest to dużo, więc poważnych zagrożeń dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) nie ma" - ocenia Stefania Kasprzyk, prezes PSE Operator [45]. Powtórzmy: „Nie jest to dużo, więc poważnych zagrożeń nie ma". Ale gdy moc wiatraków wzrośnie, utrzymanie niezawodnych dostaw energii elektrycznej będzie dużo trudniejsze. Wg firmy EOn, mającej największą na świecie sieć wiatraków, dla zapewnienia naprawdę niezawodnych dostaw energii elektrycznej trzeba mieć do dyspozycji 90-95% mocy wiatraków w postaci mocy rezerwowej. Jeszcze dalej idzie w swych twierdzeniach VGB. VGB to ogromna, powstała w Niemczech organizacja skupiająca obecnie użytkowników kotłów w 32 krajach (dysponujących mocą zainstalowaną na poziomie ponad 500 tys. MW) [46]. Wykonała badania jak zapewnić dostawy energii w przypadku korzystania na szerszą skalę z elektrowni wiatrowych. Wadą tych ostatnich jest bowiem to, że produkcja przez nie energii to proces stochastyczny, czyli tzw. funkcja losowa.

Co wyszło z badań VGB?

Pierwszy wniosek, to aby być absolutnie pewnym ciągłych dostaw energii trzeba rezerwować w tzw. gorących rezerwach mocy aż 95 proc. mocy zainstalowanej w wiatrakach. Tylko w ten sposób uniknie się kłopotów sieciowych i przerw w dostawach energii.

Drugi wniosek oznacza, że za budową wiatraków powinny pójść inwestycje w szybko reagujące elektrownie opalane klasycznymi paliwami (najlepiej gazem) [46] albo utrzymywanie gorącej rezerwy- czyli kotłów opalanych węglem, pracujących na biegu jałowym lub na bardzo małej mocy, by móc w każdej chwili podnieść moc i zastąpić elektrownie wiatrowe, gdy nie wieje wiatr. Ale praca na biegu jałowym lub na małej mocy jest nieekonomiczna, a jednocześnie oznacza znaczne emisje zanieczyszczeń do atmosfery, bo spaliny są najczystsze przy pracy na pełnej mocy. A więc jednak – gaz. Ale w Polsce import gazu to uzależnienie od sąsiedniego państwa eksportującego gaz do Unii Europejskiej. Czy takiego uzależnienia pragniemy?

Z firmą EOn i ze stowarzyszeniem VGB zgadza się dyrektor ds. rozwoju PSE Operator, Piotr Kukurba. - Elektrownie wiatrowe, to w zasadzie jedyna rozsądna alternatywa w budowie źródeł zielonej energii w Polsce, niestety jednak wymagają od 80 do nawet 90 proc. mocy rezerwowej w elektrowniach interwencyjnych, które mogą zostać bardzo szybko włączone i zrekompensować niedobór mocy w razie zatrzymania pracy elektrowni wiatrowych. Jeżeli mocy rezerwowych nie będzie, to w przypadku dużej ilości mocy w elektrowniach wiatrowych ich oddziaływanie na system elektroenergetyczny może być bardzo niebezpieczne – mówi Piotr Kukurba [47].

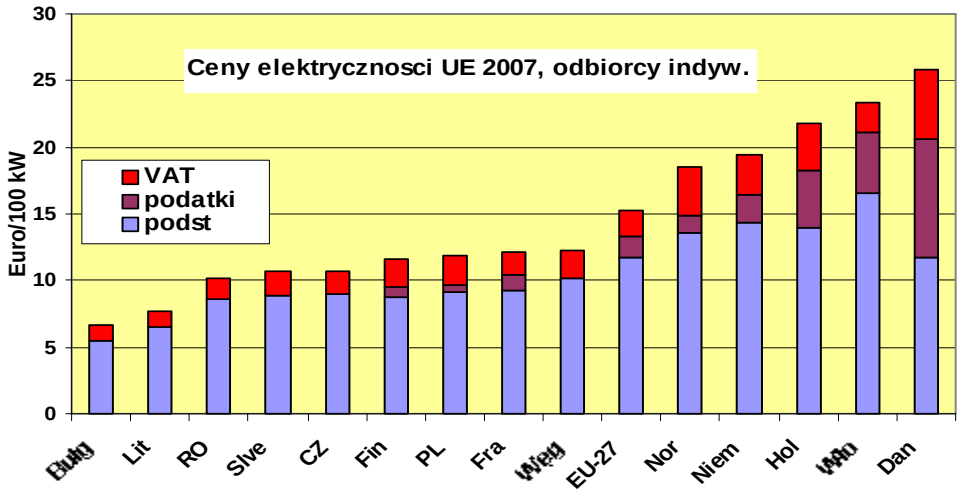
3.5.3. Ceny energii elektrycznej w różnych krajach

Koszty energii odnawialnej są wysokie. W Polsce w 2008 roku koszt energii dostarczanej do sieci z elektrowni węglowej wynosił około 170 zł/MWh, a koszt energii z elektrowni wiatrowych 170 plus 240 (za zielony certyfikat) - razem około 410 zł/MWh.

Analiza kosztów farmy wiatrowej o mocy 40 MW wykazała, że koszt turbiny w przeliczeniu na 1MW to 4.900.000,00 PLN (kurs euro 3,98 PLN), koszty realizacji infrastruktury to

930.000,00 PLN/1MW, prace projektowe 200.000,00 PLN/MW, a całkowite nakłady inwestycyjne na 1MW farmy wiatrowej o mocy 40 MW zamykają się w kwocie 6.030.000,00 PLN [48]

Wbrew twierdzeniom Greenpeaceu, że energia wiatrowa jest tania, wystarczy spojrzeć na jej cenę, by widzieć, że w Polsce to nieprawda.



Rys. 6. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w UE. (wg Eurostatu, opr. wł.).

Podobnie w Europie – wg danych Eurostatu najwyższe ceny płacili Duńczycy i Włosi – kraje bez energetyki jądrowej. Podobno wiatr jest za darmo – ale **Duńczycy płacą za elektryczność najwięcej w UE ...**i to mimo, że prędkość wiatru wynosi tam od 7 do 11 m/s, a nie jak w Polsce około 5,5 m/s.

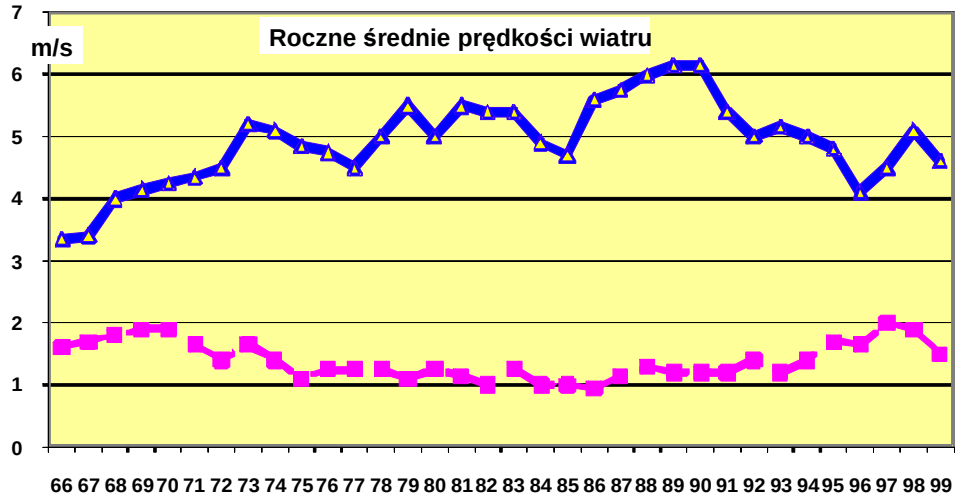
Dodatkowy koszt wynika stąd, że elektrownie wiatrowe pracują w sposób przerywany. Aby skompensować wahania siły wiatru, trzeba zbudować dodatkowo elektrownie wodne pozwalające na szybkie reagowanie – a ich moc powinna wynosić powyżej 90% mocy wiatraków. Jeśli zaś – jak w Polsce – nie ma warunków do budowy hydroelektrowni, to trzeba budować elektrownie gazowe (bo węglowe nie reagują dostatecznie szybko) i importować dla nich gaz... Skąd i za ile?

3.5.4. Ocena kosztów wdrażania wiatraków w Polsce

Porównując Danię i Polskę należy przede wszystkim zwrócić uwagę na różnice w prędkościach wiatrów, a następnie na potencjalne możliwości wykorzystania sieci elektrowni wodnych do amortyzowania wahań produkcji energii wiatrowej.

W Danii zachodniej średnie prędkości wiatru w skali rocznej przekraczają znacznie 7,5 m/s [49]. Dzięki temu stosunek mocy średniej do mocy szczytowej wynosi tam około 0.24 w skali rocznej. W Polsce średnia energia wiatru jest niższa niż w Danii, która ma zupełnie wyjątkowe położenie geograficzne na półwyspie otoczonym morzem. Dla Polski bardziej reprezentatywny jest współczynnik rocznego wykorzystania mocy rzędu 19%, tak jak w Niemczech. Oznacza to, że przy tej samej mocy maksymalnej moc średnia wiatraka będzie w Polsce mniejsza, a straty finansowe na utrzymanie stabilności sieci – większe.

W Polsce najlepsze warunki do instalacji elektrowni wiatrowych są na wybrzeżu. Jak jednak widać z rys. 7, nawet w rejonie Łeby średnia roczna prędkość wiatru jest znacznie niższa niż w Danii i waha się wokoło 5 m/s.



Rys. 7. Roczne średnie prędkości wiatru w Łebie (linia górna –niebieska) i w Nowym Sączu (linia dolna, czerwona). (Dane z ośrodka meteorologii IMGW [50]).

Wobec tego, że współczynnik wykorzystania mocy nominalnej (szczytowej) maleje z kwadratem prędkości średniej wiatru, można oczekiwać, że ilość energii elektrycznej uzyskiwanej w Łebie z takiej samej turbiny wiatrowej jak zainstalowana w Danii zachodniej będzie przynajmniej dwukrotnie mniejsza. Oznacza to, że opłacalność inwestycji w wiatraki w Polsce będzie dwa razy niższa niż w Danii.

Przy układaniu planów strategicznych dla Polski trzeba też zwrócić uwagę na fakt, że Dania może opierać się na sieci elektrowni wodnych w Skandynawii wytwarzających ponad 170 TWh rocznie. Pozwala to skompensować wahania siły wiatru w systemie elektrowni wiatrowych o mocy 3 GW, przy czym jak widzieliśmy na przykładzie Danii, powoduje to straty rzędu miliarda koron rocznie. W Polsce łączna energia wytwarzana w hydroelektrowniach pracujących na przepływie naturalnym wynosi około 1,8 TWh, a więc kilkadziesiąt razy mniej niż w Skandynawii. Przy tym mamy zaledwie kilka elektrowni wodnych, które mogą być wykorzystane do regulacji obciążenia. Są to elektrownie szczytowo-pompowe (Żarnowiec, Porąbka-Żar, Żydowo) i elektrownie z członem pompowym (Solina, Dychów i Niedzica), o łącznej mocy osiągalnej 1754 MW.

Nie mamy też tak dużych przepustowości naszych połączeń z sieciami energetycznymi za granicą, ani nie ma dużych kompleksów hydroelektrowni w sąsiednich krajach. Droga ewentualnego eksportu do Skandynawii byłaby bardzo długa.

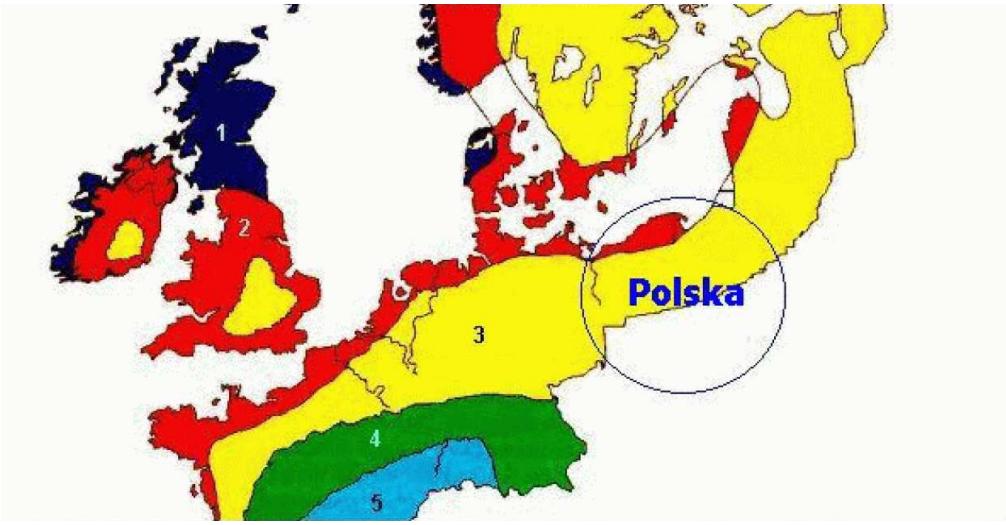
Tak więc Polska nie ma takich możliwości kompensacji skoków produkcji energii wiatrowej jak Dania. Jakie będą straty przy utrzymywaniu rezerwy wirującej w elektrowniach opalanych paliwem organicznym? I jakie to da efekty w bilansie emisji CO_2?

Pamiętajmy przy tym, że nawet bez uwzględniania problemu utrzymywania stabilności systemu, koszty wytwarzania energii elektrycznej z wiatraków nawet przy doskonałych warunkach wiatrowych w Danii są około dwukrotnie większe niż koszty dla elektrowni jądrowych [51]. W Polsce będą te koszty większe, bo prędkości wiatru mamy mniejsze, a koszty wyrównywania wahań napięć w sieci będą też dużo wyższe niż w Danii. W Polsce jednostkowe koszty zakupu energii elektrycznej z OZE na rynkach hurtowych obecnie 2,5-krotnie przekraczają średnie ceny energii elektrycznej. Ponadto:

- energetyka wiatrowa praktycznie nie generuje nowych miejsc pracy (urządzenia są w znakomitej większości produkowane za granicą, a elektrownie wiatrowe są niemal bezobsługowe),

- inwestorami są z reguły duże firmy zachodnie – jest to więc po prostu eksport dochodu narodowego, gdyż pieniądze pochodzące od polskich (niezamożnych na ogół) odbiorców energii są transferowane do bogatych zagranicznych korporacji.

Piękne obietnice, że wiatr da bezpłatną energię elektryczną, trzeba traktować podobnie jak inne hasła reklamowe i zdawać sobie sprawę, że kryją się za nimi korzyści polityczne i finansowe – ale nie dla odbiorców energii elektrycznej, a raczej dla przemysłu produkcji turbin wiatrowych i deweloperów. Jednym z chwytów propagandowych powszechnie stosowanych przez ludzi prowadzących agitację na rzecz wiatraków jest podawanie mocy szczytowej jako wielkości, którą należy porównywać z innymi źródłami energii. I tak np. Rzeczypospolita podała w lipcu 2009 r. że Polska Grupa Energetyczna, do 2020 r. kosztem ok. 13,4 mld zł, planuje budowę morskich farm wiatrowych o mocy 1000 megawatów. „*To tyle, ile chce uzyskać Polska z elektrowni jądrowej w Ignalinie na Litwie*" pisze entuzjasta wiatraków w Rzeczypospolitej [52]. Uczciwsi – albo po prostu fachowi komentatorzy dodają jednak, że średnia moc wiatraka to tylko 25% mocy nominalnej – dlatego 1000 MW mocy nominalnej wiatraków to tylko 250 MW mocy średniej. I to w bardzo dobrych warunkach – w Niemczech przez wiele lat średnia mocy wynosiła około 20-22% mocy nominalnej. W Polsce zaś prędkość wiatru jest podobna jak w Niemczech, a dużo mniejsza niż na zachodnich wybrzeżach Danii lub Wielkiej Brytanii, jak widać z rys. 8.



Rys. 8. Wiatry w Danii, Szkocji i Irlandii (rejon 1) oraz w Polsce (rejon 3) i odpowiednie gęstości mocy uzyskiwane z wiatraków. Jak widać moce wiatraków w Polsce centralnej są około 2 razy MNIEJSZE niż w rejonie 1 [53].

Kat.	Rejony	Teren płaski otwarty		Teren nadmorski	
		m/s	W/m^2	m/s	W/m^2
1	Szkocja, Dania pn-zach, Irlandia zach.	> 7,5	> 500	> 8,5	>700
2	Polska rejon nadmorski	6,5-7,5	300-500	7,0-8,5	400-700
3	Polska na pd. od pasa nadmorskiego	5,5-6,5	200-300	6,0-7,0	250-400

3.5.5. Subsydia dla elektrowni wiatrowych

Subsydia dla energetyki wiatrowej to:

- dopłata 240 zł/MWh w ramach zielonego certyfikatu, co przy cenie energii z elektrowni systemowych około 170 zł/MWh daje łączną cenę 410 zł/MWh,

- szczególnie korzystne warunki sprzedaży wytworzonej energii, zgodnie z którymi system energetyczny musi odebrać każdą ilość energii wytwarzanej przez wiatrak,
- brak odpowiedzialności wobec odbiorców za niedostarczanie energii gdy nie wieje wiatr – o rezerwy musi troszczyć się system energetyczny. System musi pokrywać też wszelkie koszty budowy elektrowni rezerwowych i ich pracy na biegu jałowym,
- zasiłki finansowe na budową wiatraków, które w 2009 r. polegają na niskooprocentowanym kredycie (6 proc.), udzielanym przez NFOŚiGW na 15 lat, który może być częściowo umorzony (do 50 proc.) [54].

Korzyści dla deweloperów są tak wielkie, że do kwietnia 2009 r. złożyli oni wnioski o przyłączenie do sieci wiatraków o łącznej mocy 50000 MWe [55], a we wrześniu liczba ta wzrosła to 76000 MW. Mimo wysokich kosztów inwestycyjnych system dopłat wprowadzony w Polsce jest tak korzystny dla deweloperów wiatraków, że nawet bez dotacji na inwestycję okres zwrotu analizowanej inwestycji to 8 lat od momentu zakończenia inwestycji [48].

W przypadku energetyki jądrowej żadnych subsydiów nie będzie, bo zgodnie z przepisami Unii Europejskiej nie są one dozwolone, a ponadto – nie są potrzebne, bo elektrownie jądrowe są opłacalne i dają najtańszą energię elektryczną już bez subsydiów.

3.5.6. Czasy budowy elektrowni wiatrowych

W dyskusjach o energetyce jądrowej pada często zarzut, że budowa elektrowni jądrowej trwa bardzo długo. W rzeczywistości, o ile budowa EJ nie zatrzymają przeciwnicy procesami sądowymi, elektrownię jądrową buduje się w ciągu około 5 lat.

Budowa elektrowni wiatrowych na morzu trwa długo- porównywalnie z budową elektrowni jądrowej. Brakuje też przepisów prawnych – podobnie jak w przypadku energetyki jądrowej. Według oświadczenia p. Jarosława Mroczka, prezesa Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) *„gdyby pojawił się ktoś, kto od jutra się tym zajmie, to potrzeba będzie minimum 2 - 3 lat na stworzenie podstaw prawnych do zajęcia się energetyką wiatrową offshore,*" A czas realizacji budowy nie jest wcale krótki. *„Energetyka offshore jest nieporównywalna z energetyką wiatrową na lądzie, tam projekty nie trwają 3-4 lata, tylko raczej 6-7 lat. Pierwsze farmy wiatrowe na morzu najwcześniej mogą powstać za ok. 10 lat i to pod warunkiem, że od jutra ktoś tą tematyką będzie się zajmował"* - twierdzi Jarosław Mroczek [57].

3.5.7. Wnioski

Powyższe porównania wskazują, że dla społeczeństwa dużo taniej jest otrzymywać energię elektryczną z elektrowni jądrowych niż z wiatrowych. Energia jądrowa jest równie czysta jak wiatrowa, jak wykazały badania w ramach studium ExternE, jest równie korzystna dla zdrowia człowieka i środowiska [58], nie powoduje zaburzeń w działaniu systemu energetycznego, jest wytwarzana stabilnie i niezawodnie. Rozwijanie energii wiatrowej jest konieczne, ale trzeba zdawać sobie sprawę, że za wysokie koszty tej energii płacimy my wszyscy jako podatnicy i jako odbiorcy prądu elektrycznego. Do planowania rozwoju wiatraków w Polsce trzeba podchodzić z rozwagą, wykluczając czynniki ideologiczne, oraz wyciągając naukę z bardzo kosztownych błędów i doświadczeń innych krajów między innymi z doświadczeń i analiz brytyjskich opisanych powyżej.

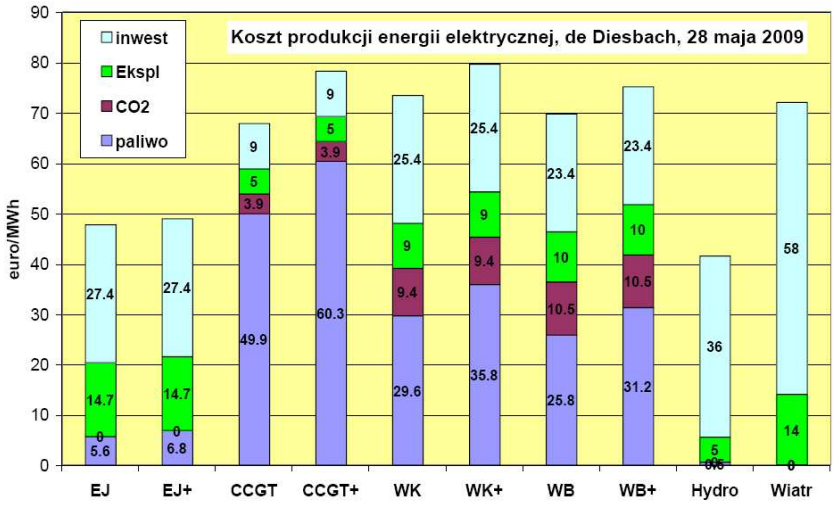
Według studium wykonanego dla SEP przez ENERGSYS, **każdy rok bez energetyki jądrowej będzie powodować coraz większy wzrost cen elektryczności i straty gospodarcze Polski**. Straty pośrednie wskutek redukcji inwestycji zagranicznych, spadku eksportu i wzrostu bezrobocia będą około 10-krotnie większe od strat bezpośrednich [59].

4. PERSPEKTYWY ENERGETYKI JĄDROWEJ W WARUNKACH OBECNEGO KRYZYSU FINANSOWEGO

Z okazji spotkania ministrów energetyki grupy G-8 w maju 2009, Międzynarodowa Agencja Energii IEA opublikowała raport, w którym przewiduje możliwość opóźnień lub rezygnacji z budowy nowych elektrowni jądrowych na świecie. "*Wysokie wymagania kapitałowe w połączeniu z ryzykiem wzrostu kosztów i niepewnością w zakresie wymagań bezpieczeństwa skłaniają inwestorów do wielkiej ostrożności, nawet gdy widać wyraźną potrzebę energetyki jądrowej*" stwierdza ten raport [60]. Natomiast grupa ministrów G-8 ogłosiła komunikat o konieczności rozwijania nisko-emisyjnych technologii energetycznych obejmujących energetykę jądrową [61], a na konferencji prasowej zorganizowanej po spotkaniu grupy G-8 przez FORATOM p. Lambert de Diesbach, czołowy ekspert finansowy i kierownik ds badań firmy CM-CIC Securities przedstawił referat [62], w którym stwierdził, że obecny kryzys może spowolnić wzrost energetyki jądrowej, ale nie może go powstrzymać.

Według danych Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej w ciągu najbliższych 20 lat ma powstać od 400 do 700 reaktorów energetycznych dużej mocy. Co więcej, wiele krajów planuje przedłużenie okresu eksploatacji swych reaktorów. Zdaniem p. Diesbacha, za rozwojem energetyki jądrowej przemawiają trzy zasadnicze argumenty:

Po pierwsze energetyka jądrowa jest konkurencyjna ekonomicznie. Po uwzględnieniu wszystkich kosztów wytwarzania energii (nakłady inwestycyjne i koszty budowy, koszty eksploatacji i utrzymania ruchu, koszty paliwa, likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania odpadów) dla różnych opcji energetycznych z uwzględnieniem opłat za emisję CO_2 *„energia jądrowa okazuje się najtańszym źródłem energii. Odnawialne źródła energii mogą przeżyć tylko przy specjalnych subsydiach i nakazach rządowych, bo same nie są w stanie konkurować ekonomicznie z energią jądrową".*



Rys. 9. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w zależności od źródła energii, (dane z referatu L. de Diesbacha [62], opracowanie własne). Warianty oznaczone plusem + oznaczają warianty ze wzrostem kosztu paliwa o 20%, CCGT – turbina gazowa w układzie skojarzonym.

Jak widać z rys. 9 energetyka jądrowa jest tańsza od technologii opartych na spalaniu paliw organicznych lub wykorzystaniu energii wiatru, a ewentualny wzrost cen paliwa o 20% powiększy jeszcze bardziej jej przewagę nad technologiami opartymi na spalaniu węgla i gazu. Najtańsza jest energia wodna, ale możliwości budowy hydroelektrowni są ograniczone i zostały już w większości krajów wykorzystane. Energia elektryczna jest potrzebna, i to energia niezawodnie dostarczana do sieci, czego nie gwarantują źródła odnawialne o przerywanym charakterze pracy. W szczególności instalowanie wiatraków oznacza konieczność zapewnienia źródeł rezerwowych, najlepiej w postaci hydroelektrowni, a w ich braku opartych na spalaniu gazu.

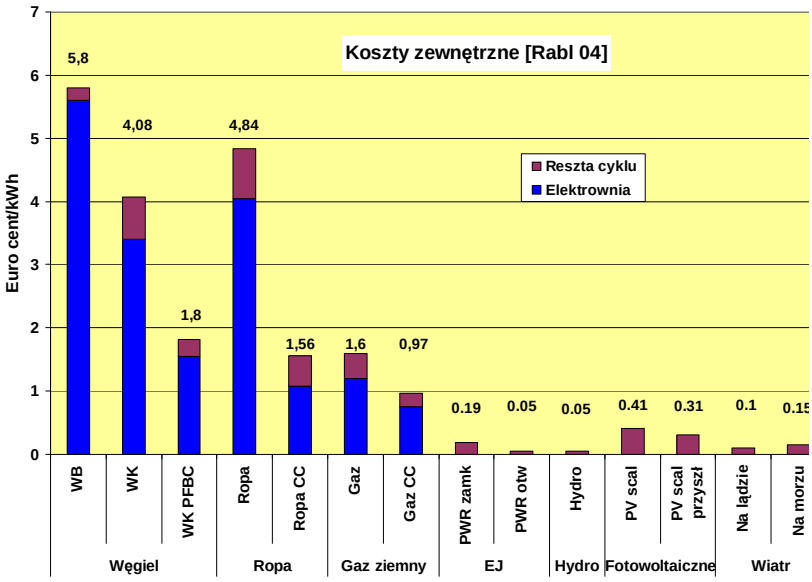
Tymczasem Unia Europejska staje się coraz bardziej uzależniona od importu gazu z Rosji i Algierii, a stosunki tych krajów z UE są coraz bardziej napięte, co grozi bezpieczeństwu energetycznemu Unii. UE oznajmiła ostatnio, że nie będzie finansować projektu Nabucco, który miał zapewnić alternatywną drogę rurociągu przez Iran zamiast Rosji, co oznacza odłożenie realizacji projektu. Z drugiej strony Algeria zmienia swój system zawierania kontraktów na dostawy gazu, przechodząc od kontraktów wieloletnich po cenach stałych do kontraktów elastycznych po cenach zmiennych. Celem jej jest umożliwienie producentom gazu dyktowania cen. W tej sytuacji Europa stoi wobec perspektywy dwóch dostawców monopolistycznych, którzy mogą przekręcić kurek lub podnieść ceny w dowolnym wybranym przez nich momencie. Jeżeli Europa chce zachować niezależność energetyczną, musi mieć alternatywne źródła stabilnej i niezawodnej energii. Kryzys gazowy jest główną przyczyną dlaczego budowa energetyki jądrowej nie będzie opóźniona przez obecny kryzys finansowy.

Energia jądrowa jest inwestycją długoterminową, bezpieczną i korzystną finansowo. Proces inwestycyjny trwa około 10 lat, ale za to elektrownia jądrowa pracuje potem przez 60 lat. Co więcej, przedłużenia okresu eksploatacji są znacznie korzystniejsze finansowo niż wyłączenia, dlatego zdaniem de Diesbacha "*wyłączeń będzie dużo mniej niż przewidywano, a nowe bloki skompensują to z nadmiarem*". Energetyka jądrowa może nie być "*dobrym rozwiązaniem, ale jest najlepszym, jakie jest dostępne obecnie*" [62].

5. KOSZTY ZEWNĘTRZNE

Dodatkowym argumentem za energetyką jądrową są niskie koszty zewnętrzne, to jest straty na zdrowiu i szkody środowiskowe, których kosztu nie pokrywa producent, ale całe społeczeństwo. Jak wykazało wielkie studium Unii Europejskiej zwane EXTERNE [58], najniższymi kosztami zewnętrznymi charakteryzuje się energia jądrowa obok hydroenergii i energii wiatru. Te dwa ostatnie źródła są jednak droższe od energii jądrowej, dzięki czemu w łącznym rachunku kosztów płaconych przez odbiorcę i kosztów społecznych energia jądrowa okazuje się zwycięzcą.

Wyniki uzyskane w programie ExternE wywołały niezadowolenie organizacji Greenpeace, która w swej publikacji [63] pokazała tylko koszty zewnętrzne dla paliw organicznych tak jakby wiatr czy ogniwa fotowoltaiczne nie powodowały szkód środowiska i strat zdrowia, co jest oczywiście manipulacją nie mającą nic wspólnego z prawdą. Co więcej, Greenpeace twierdził, że w ExternE „*nie uwzględniono żadnych ciężarów finansowych jakie w razie awarii może powodować energia jądrowa*" co jest jaskrawo sprzeczne z faktami, bo w ExternE uwzględniono nawet najcięższe awarie możliwe w reaktorach cywilnych i przyjęto pesymistyczne założenia co do ich skutków i częstości´[58].



Rys. 10. Koszty zewnętrzne dla typowej lokalizacji w UE-15 dla różnych źródeł energii elektrycznej, wyniki EXTERNE. *PFBC- spalanie w złożu usypanym pod ciśnieniem, CC- cykl kombinowany, PWR otw. – cykl paliwowy otwarty, PWR zamk. - cykl paliwowy zamknięty.*

Studium ExternE jest największym i najbardziej obiektywnym zestawem analiz prowadzonych przez wszystkie państwa Unii Europejskiej i uznanym przez Komisję Europejską za najbardziej miarodajną ocenę wpływu energetyki z różnych źródeł na środowisko i zdrowie człowieka. Fakt, że energia jądrowa zajęła jedno z najlepszych miejsc pod względem kosztów zewnętrznych, przy jednoczesnej konkurencyjności ekonomicznej i niezawodności dostaw energii, był przyczyną decyzji Parlamentu Europejskiego, który w październiku 2007 roku uznał energię jądrową za niezbędną dla energetyki europejskiej podkreślając jednocześnie jej znaczenie dla zachowania czystego powietrza i wody i pewności dostaw energii przez setki i tysiące lat [64].

Literatura

[1] HM Government, BERR: Meeting the Energy Challenge, a White Paper on Nuclear Power, January 2008

[2] „*to do what's right for our country*." Times Online, January 10, 2008

[3] http://www.world-nuclear-news.org/NP_Nuclear_phase_out_a_50_billion_mistake_2010081.html

[4] Italian Senate approves modified nuclear bill, WNA, 15 May 2009

[5] ENEL completes Spanish expansion, WNA 26 June 2009

[6] Holy See Backs Civil Use of Nuclear Energy http://www.zenit.org/article-15861?l=english

[7] http://www.world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=13794&LangType=2057&terms=holy+see

[8] Sweden reverses its nuclear phase out, WNA, 05 February 2009

[9] Sweden to end ban on new nuclear power, Financial Times, February 5 2009

[10] Delta sets ball rolling for new Dutch plant, WNA, 26 June 2009

[11] Belgia opóźni wyłączenie elektrowni atomowych? PAP - 02-10-2009

[12] A balance of nuclear power for Germany wnp 22 June 2009

[13] Merkel: Nuclear phase-out is wrong, WNN, 10 June 2008

[14] Nuclear is the Only Alternative to Coal and Gas says Czech Premier, WNA, 03 June 2009
[15] Hungary to Invite Russia to Build Nuclear Reactors WNA, 27 May 2009
[16] Bułgaria zamierza kontynuować projekty energetyczne z Rosją PAP - 19-09-2009
[17] http://www.wnp.pl/wiadomosci/73686.html
[18] Fortum submits application for Loviisa 3, WNA, 05 February 2009
[19] New Swiss plants under starter's orders, WNA, 04 December 2008
[20] Albania and Croatia plan joint plant, WNA, 17 April 2009
[21] http://minpriroda.by/nfiles/000461_303121_Kratkaja_informatsija_ob_OVOS_angl_str16_818.pdf
[22] PAP - 15-04-2009 16:30
[23] Orders for Chinese program WNA, 02 July 2009
[24] Nuclear in South Korea's climate plans WNA, 08 January 2009
[25] Nuclear Power in Japan, WNA**,** March 2009
[26] Larsen, ASE to cooperate on VVER units, 15 April 2009
[27] Record support for American nuclear, WNA, 23 March 2009
[28] http://www.atom.edu.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=104&Itemid=148
[29] WNA, The Economics of Nuclear Power, January 2009
[30] WEO 2008 Power Generating Cost Assumptions, np. dla elektrowni węglowych na parametry nadkrytyczne średnie koszty inwestycyjne w Europie w 2008 roku wynosiły 2000 USD/kW a w USA 2700 USD/kW.
[31] CiePiela D., RWE i KW parafowały umowę zawiązania spółki, która wybuduje elektrownię za 1,5 mld euro, wnp.pl) - 15-04-2009
[32] Deutch J.M. et al.: Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study, June 2009
[33] Kaplan S., Power Plants: Characteristics and Costs, November 13, 2008, Congressional Research Reports http://opencrs.com/document/RL34746 dostęp 25.07.2009
[34] U.K. Needs More Nuclear Power, Less Gas and Wind, McKinsey Says http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601130&sid=aw9bcoVn0_qU
[35] CBI: Nuclear should lead the mix, 13 July 2009 http://www.world-nuclear-news.org/EE_CBI_nuclear_should_lead_the_mix_1307091.html
[36] Energy Security: A national challenge in a changing world
[37] OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. June 2008: http://www.oecdbookshop.org/oecd/display.asp?sf1=identifiers&st1=9789264047662
[38] Conway E., BRITAIN'S GREEN ENERGY PLAN MAY COST 17 TIMES MORE THAN ITS BENEFITS The Daily Telegraph, 10 August 2009 <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/6001259/Governments-green-energy-plan-may-cost-17-times-more-than-its-benefits.html
[39] Tarjanne R., Kivistö A., Comparison of Electricity Generation Costs, Research Report, Lappeenranta University of Technology, 2008
[40] V-90 – 3 MW Vestas, http://www.vestas.com/Files/Filer/EN/Brochures/Vestas_V_90LOW.PDF
[41] Doehnert B. AP 1000 by Westinghouse, in: proc. of International Conference Nuclear Power Plants for Poland, 2006, Warszawa 1-2 czerwca 2006
[42] Austriackie wiatraki wyrosną na Mazurach Rzeczpospolita - 21-10-2008 06:27 http://energetyka.wnp.pl/austriackie-wiatraki-wyrosna-na-mazurach,63123_1_0_0.html
[43] Ciepiela D., Farma wiatrowa o mocy 50 MW powstanie w Tychowie wnp.pl- 12-05-2009
[44] Duńczycy chcą zainwestować 60 mln euro w farmę wiatrową w Podlaskiem, PAP - 26-09-2009
[45] Ciepiela D., Elektrownie wiatrowe w Polsce: wiatr w gwizdek, 2008-03-30
[46] Malinowski D., Wiatraki zmuszają do utrzymywania "gorącej rezerwy mocy"? http://energetyka.wnp.pl/wiatraki-zmuszaja-do-utrzymywania-goracej-rezerwy-mocy,64057_1_0_0.html wnp.pl - 30-10-2008

[47] http://www.wnp.pl/wiadomosci/67125.html, Elektrownie wiatrowe: kłopotliwy obowiązek, wnp.pl (Dariusz Ciepiela) - 09-12-2008

[48] Pesta R. Analiza opłacalności budowy farmy wiatrowej o mocy 40 MW, „Rynek Energii" – nr 1/2009

[49] Troen I., and Petersen E. L., *European Wind Atlas*. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark,1989.

[50] Xinxin - walory wiatru w Polsce, www.xinxin.pl/index.html

[51] Vattenfall Annual Report for 2006.

[52] Pięć dużych elektrowni wiatrowych na Bałtyku PAP/Rzeczpospolita http://www.wnp.pl/wiadomosci/84798.html

[53] Kusto Z. Zasoby energii wiatru w Polsce, wykład, Politechnika Gdańska

[54] Stefaniak P., Zagraniczni inwestorzy zainwestują miliony w polską energię odnawialną wnp.pl - 31-03-2009

[55] Malino0wski D., W Polsce powstaną tysiące wiatraków? wnp.pl - 15-04-2009

[56] http://en.wikipedia.org/wiki/Economics_of_new_nuclear_power_plants

[57] Ciepiela D., Elektrownie wiatrowe na polskim morzu najwcześniej za 10 lat wnp.pl- 02-04-2009

[58] EXTERNE 1998, Externalities of Energy, Vol. 1-10, published by European Commission, Directorate General XII, Science Research and Development, Luxembourg, 1998

[59] http://www.pke.com.pl/dp/cms/koncern_doc.xml?id=&DocId=1296&mp=mid78&mi=mid78

[60] http://www.iea.org/textbase/Papers/2009/G8_FinCrisis_Impact.pdf

[61] Joint Statement by the G8 Energy Ministers, May 2009, http://www.g8italia2009.it/static/G8_Allegato/Energia%202.pdf

[62] De Diesbach: *Financing the nuclear expansion at a time of global financial crisis*. FORATOM, Press Briefing 28 May 2009

[63] Greenpeace, European Renewable Energy Council – Future investment, July 2007

[64] Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 24 października 2007 r. w sprawie konwencjonalnych źródeł energii i technologii wytwarzania energii (2007/2091(INI))

PIERWSZE DOŚWIADCZENIA W KSZTAŁCENIU STUDENTÓW FIZYKI SPECJALNOŚĆ - BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA

Mieczysław Budzyński
Instytut Fizyki Uniwersytetu M. Curie-Skłodowskiej, Lublin

Studia na kierunku fizyka, specjalność bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna prowadzone są od 3 lat na Uniwersytecie M. Curie –Skłodowskiej w Lublinie we współpracy z Instytutem Energii Atomowej POLATOM w Świerku na podstawie porozumienia zawartego 20.12.2005. W tym roku mamy pierwszych absolwentów na poziomie licencjackim, którzy kontynuują studia II stopnia – magisterskie.

Zakładamy, że absolwenci tej specjalności w przyszłości znajdą zatrudnienie w zakładach i instytucjach, które stosują promieniowanie jonizujące; placówkach medycznych, naukowo-badawczych, przejściach granicznych, zakładach przemysłowych i być może energetyce jądrowej.

Program studiów oprócz przedmiotów wymaganych przez standardy dydaktyczne na kierunku fizyka zawiera przedmioty „zawodowe": oddziaływanie promieniowania jądrowego z materią, detekcja promieniowania; dozymetria, prawo atomowe, fizyka jądrowa, efekty biologiczne promieniowania jonizującego, jądrowe metody diagnostyki medycznej i terapii, reaktory i elektrownie jądrowe, reakcje jądrowe, chemia ogólna, radiochemia, akceleratory i urządzenia jądrowe, osłony biologiczne, postępowanie z wypalonym paliwem, odpady promieniotwórcze, materiałoznawstwo reaktorowe oraz pracownie: jądrową, elektroniki, radiochemiczną, specjalistyczną, dyplomową i rysunek techniczny. Część tych zajęć prowadzona jest przez specjalistów z IEA POLATOM.

Zajęcia uniwersyteckie uzupełniane są zapoznaniem studentów z działalnością obiektów jądrowych oraz praktykami. Pierwsza wizyta to zwiedzanie reaktora „Maria" oraz laboratoriów IEA POLATOM. Korzystamy także z działalności dydaktycznej prowadzonej przez Zakład Doradztwa i Szkolenia Instytutu Problemów Jądrowych. Organizujemy również wycieczki do Środowiskowego Laboratorium Ciężkich Jonów UW w Warszawie.

Praktyki zawodowe odbywają się po drugim roku w wymiarze nie krótszym niż 3 tygodnie. Oprócz praktyk w ośrodkach krajowych studenci uczestniczą w tygodniowej praktyce w Zjednoczonym Instytucie Badań Jądrowych w Dubnej (Rosja). Na zakończenie praktyki po zdaniu kolokwium otrzymują zaświadczenie o odbyciu szkolenia w zakresie: podstaw bezpieczeństwa jądrowego, metod i przyrządów dozymetrycznych, systemu ochrony radiologicznej ZIBJ, dozymetrii wiązek medycznych i dozymetrii klinicznej oraz badań radiacyjnych w ZIBJ. Pozostałe 2 tygodnie praktyki odbywają w instytucjach krajowych.

Ponadto w listopadzie 2008 roku studenci tej specjalności uczestniczyli w szkoleniu zorganizowanym przez Instytut Energii Atomowej przy udziale Centralnego Laboratorium Ochrony Radiologicznej w ramach Długoletniego programu szkoleniowego Unii Europejskiej. Szkolenie obejmowało: ochronę radiologiczną i bezpieczeństwo jądrowe, zabezpieczenie źródeł radioaktywnych w transporcie i na przejściach granicznych.

Szkolenie specjalistów w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej możliwe jest dzięki wsparciu i pomocy naszego partnera IEA POLATOM, oraz życzliwości Instytutu Problemów Jądrowych, Państwowej Agencji Atomistyki, Ministerstwa Gospodarki a także Polskiej Grupy Energetycznej. To jednak zbyt mało w perspektywie budowy w Polsce energetyki jądrowej. Niezbędne jest stworzenie systemu zmierzającego do wyłowienia najlepszych absolwentów,

skierowania części z nich na studia podyplomowe i doktoranckie oraz dalsze doszkalanie i zatrudnienie do czasu wykorzystania ich przy nadzorowaniu budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych. To powinni być ludzie o wysokich kwalifikacjach zawodowych i moralnych, szkoleni od podstaw o właściwych nawykach w kontaktach z promieniowaniem jonizującym.

Ponadto koniecznym jest przekazywanie społeczeństwu wiedzy o oddziaływaniu promieniowania jonizującego na organizmy żywe. Jeśli mówimy, jako przyrodnicy o radioaktywności to powinniśmy podawać dopuszczalne dawki. Tymczasem nawet w obowiązujących standardach dydaktycznych na kierunku fizyka nie ma takich haseł, zaś elementy fizyki jądrowej występują w postaci szczątkowej: „modele jądrowe, promieniotwórczość, klasyfikacja cząstek elementarnych". Kto będzie przekazywał młodemu pokoleniu wiedzę o zaletach i wadach energetyki jądrowej jeśli nie nauczyciel fizyki (przyrody) w szkole? Trudno to robić opisowo bez znajomości podstawowych procesów i jednostek. Dobre szkoły wyższe, na razie, wykłady z fizyki jądrowej pozostawiły znając wagę problemu. Jednakże ograniczenia finansowe i różne uwarunkowania lokalne w przyszłości mogą doprowadzić do usunięcia tego nieobowiązkowego przedmiotu z programu nauczania. Niezbędnym jest, aby w standardach dydaktycznych dla studiów I stopnia na kierunku fizyka, w części obligatoryjnej w grupie treści kierunkowych została umieszczona - fizyka jądrowa. Wskazanym jest, aby w części obowiązkowej standardów znalazły się szeroko rozumiane elementy ekologiczne - hasła związane z jednostkami radioaktywności, dawkami oraz wpływem promieniowania jonizującego na organizmy żywe.

Stosunek społeczeństwa polskiego do energetyki jądrowej

Stanisław Latek,
rzecznik Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki

Druga Szkoła Energetyki Jądrowej
Warszawa, 3 – 5 listopada 2009

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Uchwała Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2009

KANCELARIA
PREZESA RADY MINISTRÓW

RM 111-12-09

UCHWAŁA Nr 4 /2009
RADY MINISTRÓW
z dnia 13 stycznia 2009 r.

w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej

W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz uwzględniając zrównoważony rozwój gospodarczy, Rada Ministrów postanawia, co następuje:

§ 1. Rada Ministrów uznaje za niezbędne przygotowanie i wdrożenie Programu polskiej energetyki jądrowej.

§ 2. 1. Pełnomocnik Rządu do Spraw Polskiej Energetyki Jądrowej, powołany zgodnie z odrębnymi przepisami, przygotuje i przedstawi Radzie Ministrów projekt Programu, o którym mowa w § 1, a także program zmian instytucjonalno-legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia tego Programu.

2. Projekt Programu, o którym mowa w § 1, powinien w szczególności określić liczbę, wielkość i możliwe lokalizacje elektrowni jądrowych.

§ 3. Zobowiązuje się Ministra Skarbu Państwa do zapewnienia współpracy PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. przy przygotowaniu Programu, o którym mowa w § 1, jak również jej wiodącej roli przy realizacji Programu.

§ 4. Uchwała wchodzi w życie z dniem podjęcia.

RADA MINISTRÓW

PREZES RADY MINISTRÓW
Donald Tusk

11 sierpnia br. Rada Ministrów przyjęła *Ramowy harmonogram działań na rzecz energetyki jądrowej*

Dokument przewiduje, że budowa pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce rozpocznie się w 2016 r.

Resort gospodarki przedstawił Radzie Ministrów informację na temat planowanych działań mających na celu wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej. Zostały one podzielone na cztery etapy, w których wskazano zaplanowane działania, czas ich realizacji, cele oraz oczekiwane efekty.

W **I etapie - do 31 grudnia 2010 r.** - rząd powinien przyjąć *Program polskiej energetyki jądrowej.* Będzie on stanowić kompleksową podstawę wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce. W Programie określone zostaną m.in.:

4.szczegółowy zakres działań i terminy ich realizacji,

5.liczba, wielkość i możliwe lokalizacje elektrowni jądrowych,

6.koszty wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce i budowy towarzyszącej jej infrastruktury,

7.skutki gospodarcze i społeczne budowy elektrowni jądrowych.

MG przewiduje, że projekt Programu zostanie przygotowany do **30 czerwca 2010 r.** Dokument zostanie następnie skierowany do konsultacji społecznych i uzgodnień międzyresortowych, tak aby pod koniec 2010 r. mógł być przyjęty przez Radę Ministrów. **Działaniom tym towarzyszyć będzie ogólnopolska kampania informacyjna i edukacyjna.**

Kampania informacyjna i edukacyjna (działanie ma charakter ciągły i będzie realizowane zarówno w etapie I, od maja 2009 r., jak również w etapach II, III i IV do czasu uruchomienia elektrowni jądrowej oraz później w okresie jej eksploatacji)

Wzrastająca rola partycypacji społecznej w podejmowaniu decyzji

- W przeszłości: zapewnienie adekwatnej informacji – wystarczający warunek akceptacji społecznej;
- Obecnie: niezbędna bezpośrednia partycypacja społeczna w całym procesie podejmowania decyzji;
- Udział społeczeństwa jest pożądany m.in. dlatego, że:
  - jest on dodatkową wartością wzbogacającą proces podejmowania decyzji;
  - zwiększa demokratyczną legitymizację podjętej decyzji;
- Opinia społeczeństwa ma wpływ na działania polityków;
- Postawy społeczne stają się czynnikami równie ważnymi jak postęp technologiczny i konkurencyjność ekonomiczna

Akceptacja społeczna warunkiem rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

Jak wykazują wyniki badań polskie społeczeństwo nie dysponuje prawdziwym obrazem energetyki jądrowej. Jest to konsekwencja braku elementarnej wiedzy z tego zakresu. Badania wykazały, że tylko 3% Polaków wie ile reaktorów pracuje w odległości 300 km od granic Polski, a zaledwie 30% deklaruje znajomość zasad pracy elektrowni jądrowej.

Właśnie dlatego program informacji i edukacji społecznej powinien być opracowany i realizowany już w pierwszym etapie wdrażania strategii rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.

Rządy krajów, gdzie energetyka jądrowa jest intensywnie rozwijana, przeznaczają na edukację i informację społeczną z zakresu energetyki jądrowej ogromne środki (rzędu 1% kosztów inwestycji).
Polska powinna brać przykład z doświadczonych w tej dziedzinie krajów, gdzie dość powszechnie buduje się specjalne centra informacyjne, w których wyjaśnia się wszystkie aspekty związane z pracą elektrowni jądrowej.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Badania postaw społecznych prowadzone na zlecenie PAA

Państwowa Agencja Atomistyki od blisko 20 lat zleca wyspecjalizowanym instytucjom przeprowadzenie ogólnopolskiego sondażu na temat postaw społeczeństwa polskiego wobec wykorzystania energii jądrowej, a w szczególności wobec energetyki jądrowej.

W latach 1994–2000 badania takie prowadził DEMOSKOP, natomiast od 2003 sondaże na zlecenie PAA wykonuje Instytut Badania Opinii i Rynku PENTOR SA.

Od roku 1994 badania przeprowadzane są systematycznie co 2 lata, a w zestawie pytań, na które odpowiadają badani, są takie, których treść od lat pozostaje praktycznie niezmieniona. Pozwala to na porównanie wyników na przestrzeni wielu lat.

Postawy społeczeństwa polskiego wobec energetyki jądrowej

Raport z badania dla Państwowej Agencji Atomistyki

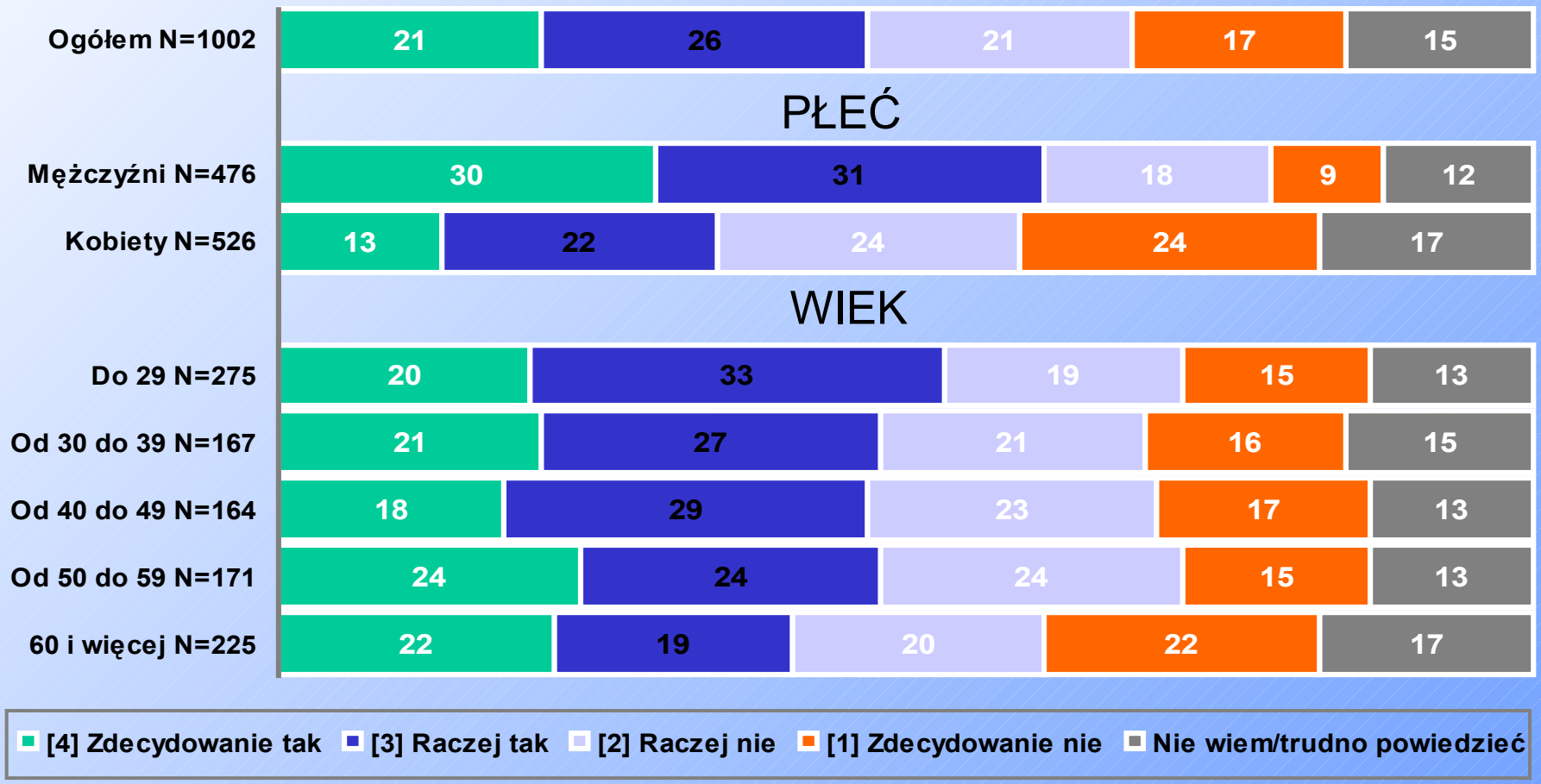
5 grudzień 2008

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Poparcie dla budowy elektrowni jądrowej w Polsce (grudzień 2008)

Odpowiedź na pytanie: Czy Pana(i) zdaniem Polska powinna w najbliższym czasie zbudować elektrownię jądrową?

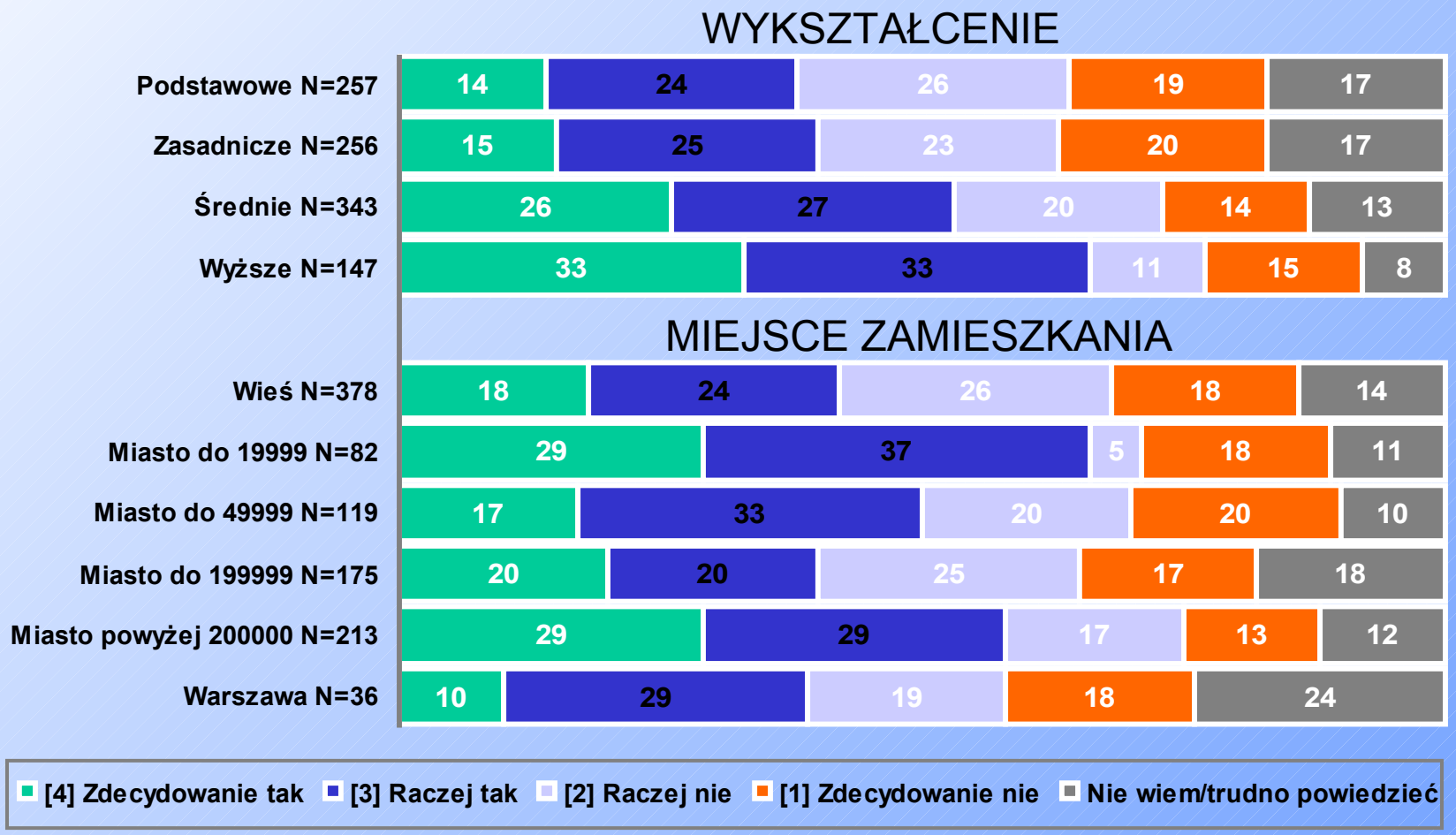


Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Poparcie dla budowy elektrowni jądrowej w Polsce [2/2]

Czy Pana(i) zdaniem Polska powinna w najbliższym czasie zbudować elektrownię jądrową?

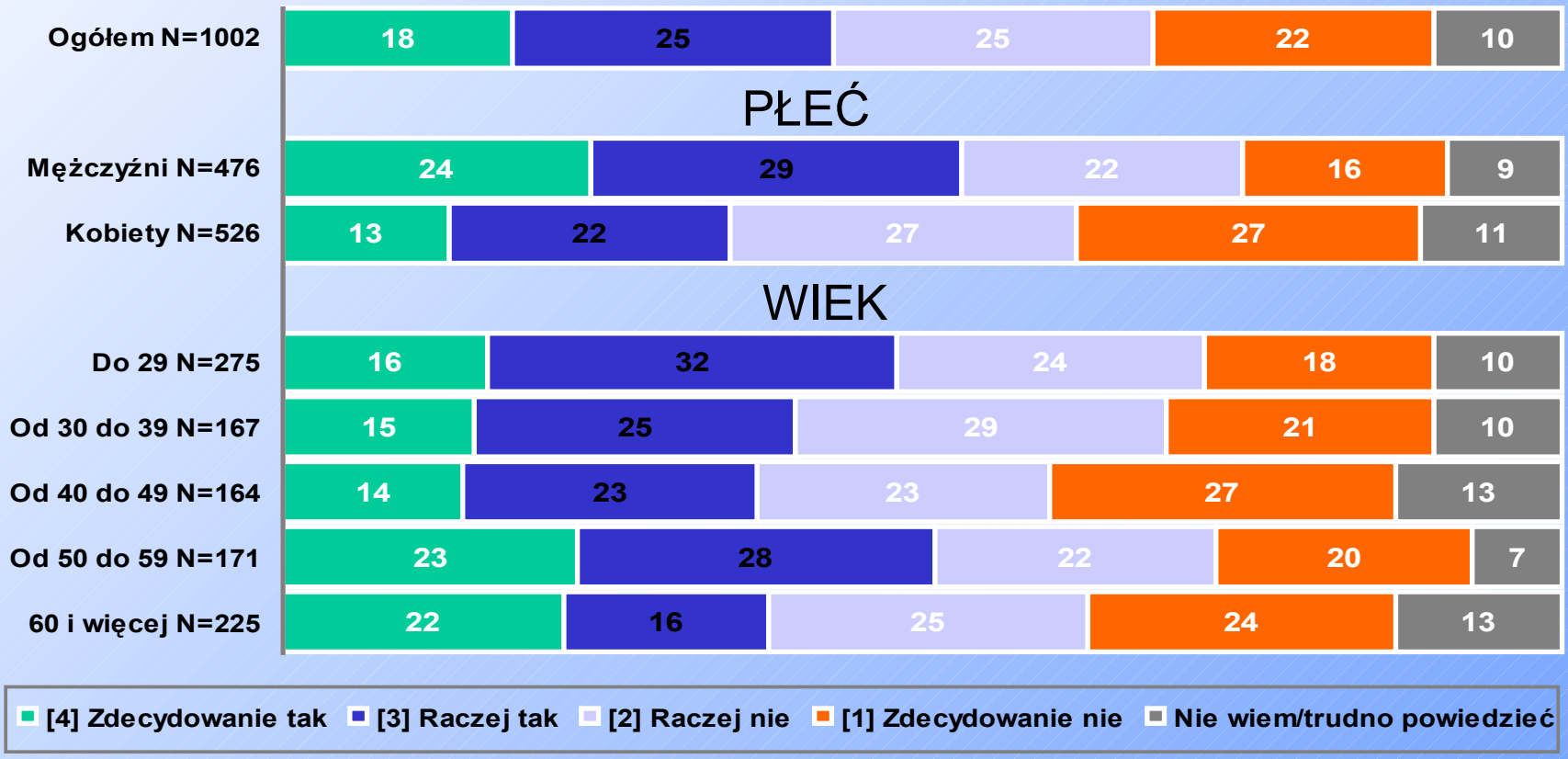


Stanisław LATEK

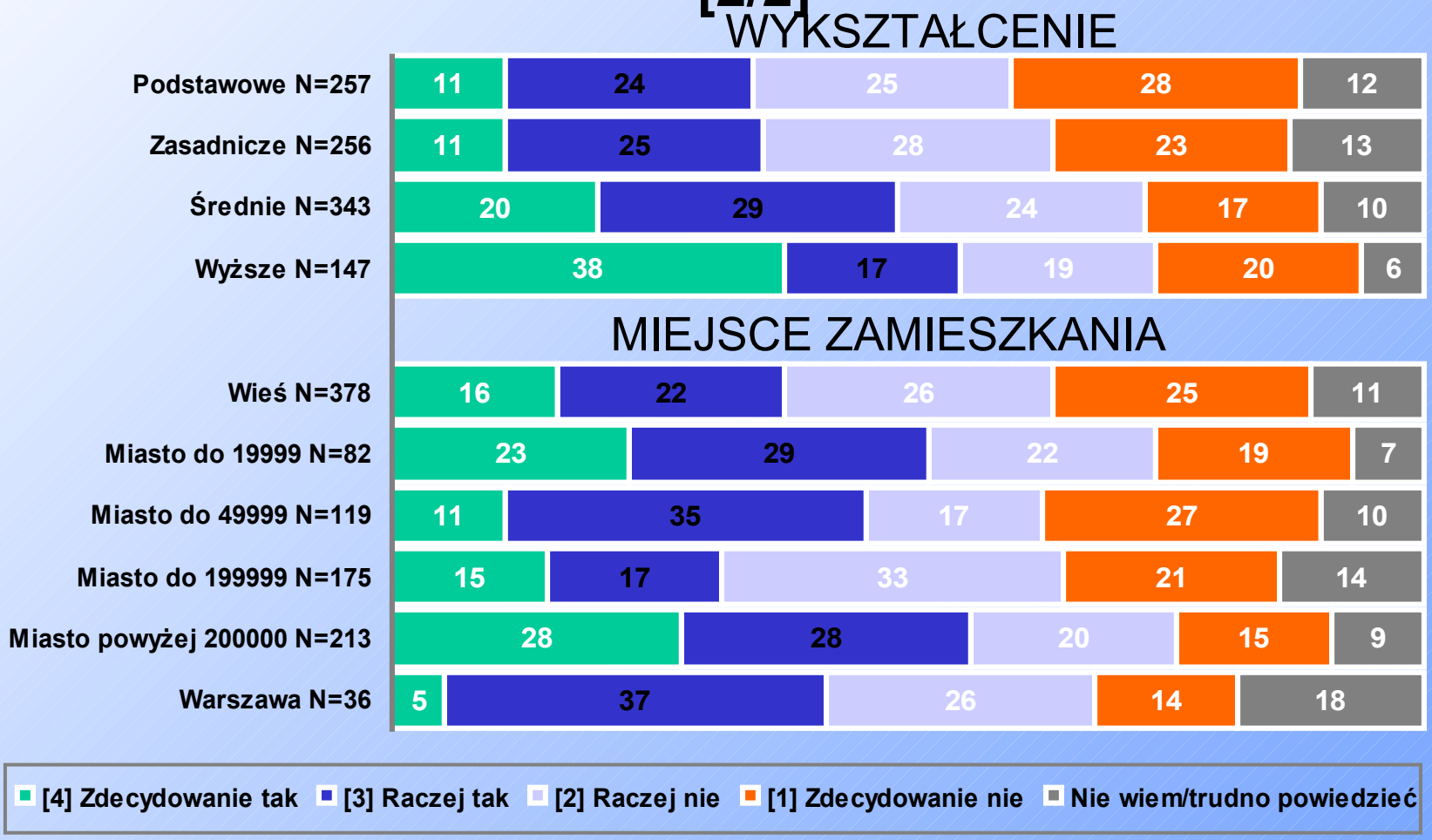
Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Poparcie budowy elektrowni jądrowej w pobliżu miejsca zamieszkania respondenta [1/2]

Gdyby w pobliżu miejscowości, w której Pan(i) mieszka, zaplanowano budowę elektrowni jądrowej i zapewniono mieszkańcom tańszą elektryczność, nowe miejsca pracy i rozwój regionu,to czy poparł(a)by Pan(i) taką inwestycję, czy nie?



Poparcie budowy elektrowni jądrowej w pobliżu miejsca zamieszkania respondenta [2/2]



Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Podsumowanie wyników sondażu

Pomysł budowy elektrowni jądrowej w Polsce wyraźnie częściej popierają mężczyźni niż kobiety (61% vs 35%).

Stosunkowo najmniej przychylne idei budowy elektrowni jądrowej są osoby z najstarszej kategorii wiekowej (powyżej 60 lat).

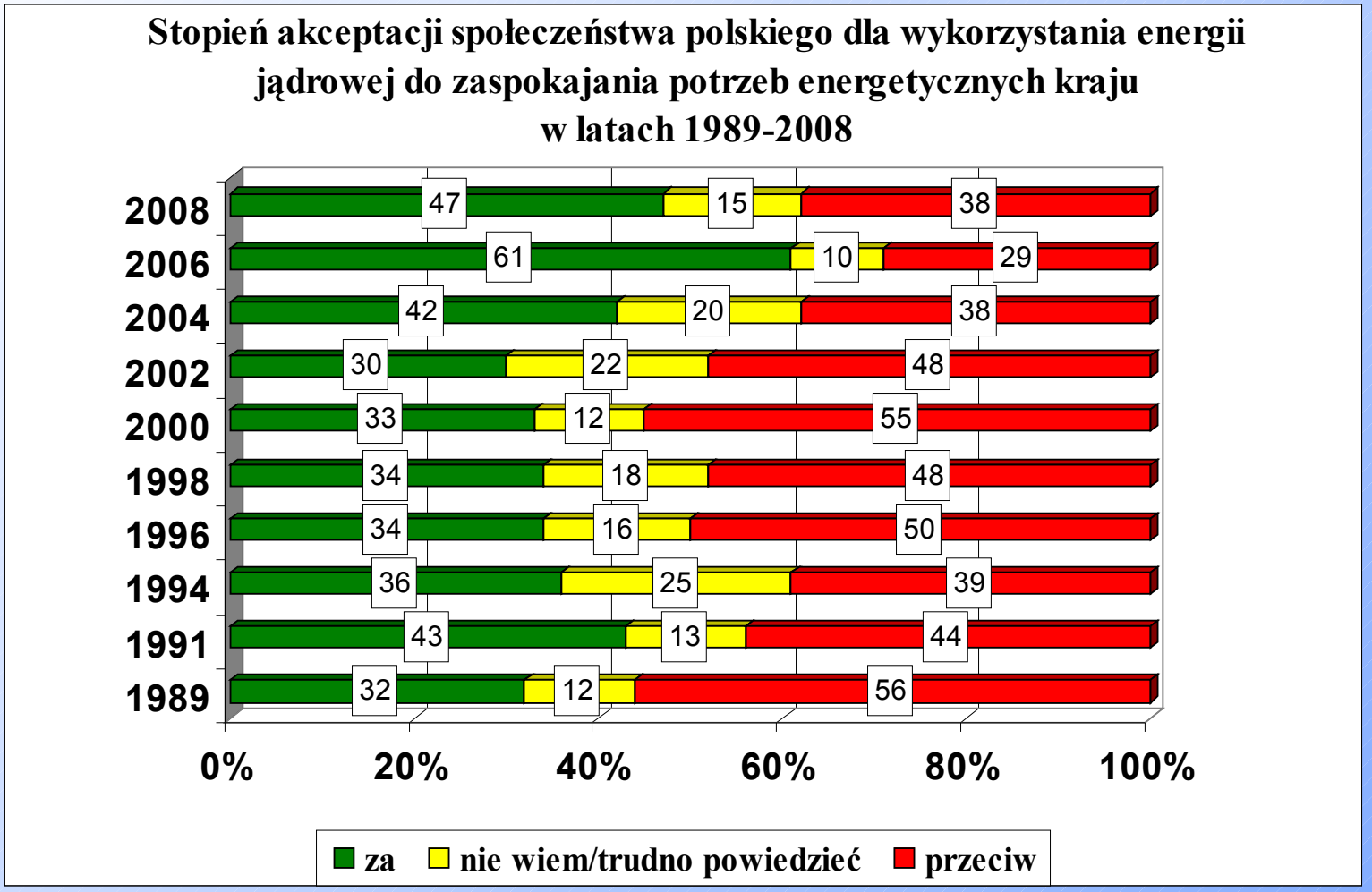
Poparcie dla budowy elektrowni jądrowej rośnie wraz ze wzrostem poziomu wykształcenia. W grupie osób z wykształceniem podstawowym pomysł popiera jedynie 38% pytanych, wśród osób z wykształceniem wyższym pomysł popiera dwóch na trzech pytanych Polaków.

Analogiczną sytuację obserwujemy dla kryterium wielkości dochodu w rodzinie – im jest on wyższy, tym większy jest poziom akceptacji dla budowy elektrowni jądrowej w Polsce (w grupie o najwyższych dochodach, powyżej 4000 zł, poparcie sięga 60%, podczas gdy w grupie o dochodach do 1000 zł wynosi jedynie około 33%).

Również osoby z niższych klas społecznych wykazują niższy poziom akceptacji dla pomysłu budowy elektrowni jądrowej.

W grupie menedżerów poparcie sięga 70% (najwyższy stopień akceptacji wśród wszystkich grup zawodowych), podczas gdy w grupie gospodyń domowych jedynie co czwarta respondentka akceptuje ideę budowy elektrowni jądrowej w Polsce (najniższy stopień akceptacji). Stosunkowo wysoki poziom akceptacji cechuje również studentów (57%). Poparcie wśród pozostałych grup zawodowych waha się w przedziale 42-49%.

Relatywnie największe poparcie dla budowy elektrowni wykazują Polacy w miejscowościach do 20 tys. mieszkańców (66%).



Uwaga: *W roku 2006 zadano respondentom pytanie następujące: „Czy zaakceptował(a)by Pan(i) budowę w Polsce nowoczesnej i bezpiecznej elektrowni jądrowej, aby zmniejszyć nasze uzależnienie od dostaw ropy i gazu oraz ograniczyć emisję dwutlenku węgla do atmosfery, zapobiegając w ten sposób zmianom klimatycznym na świecie?”*

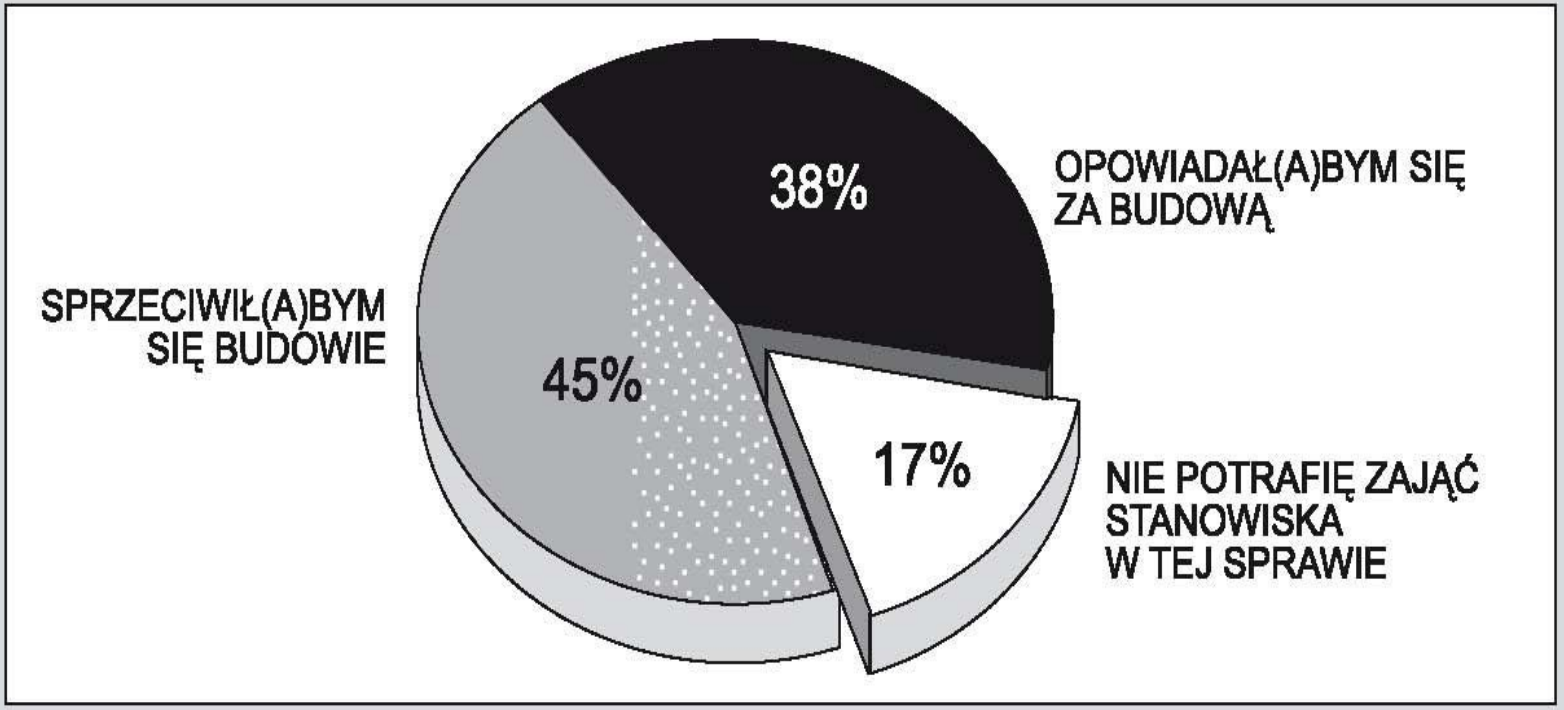
Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Wyniki badań CBOS-u przeprowadzonych na początku lipca 2008 r.

CBOS

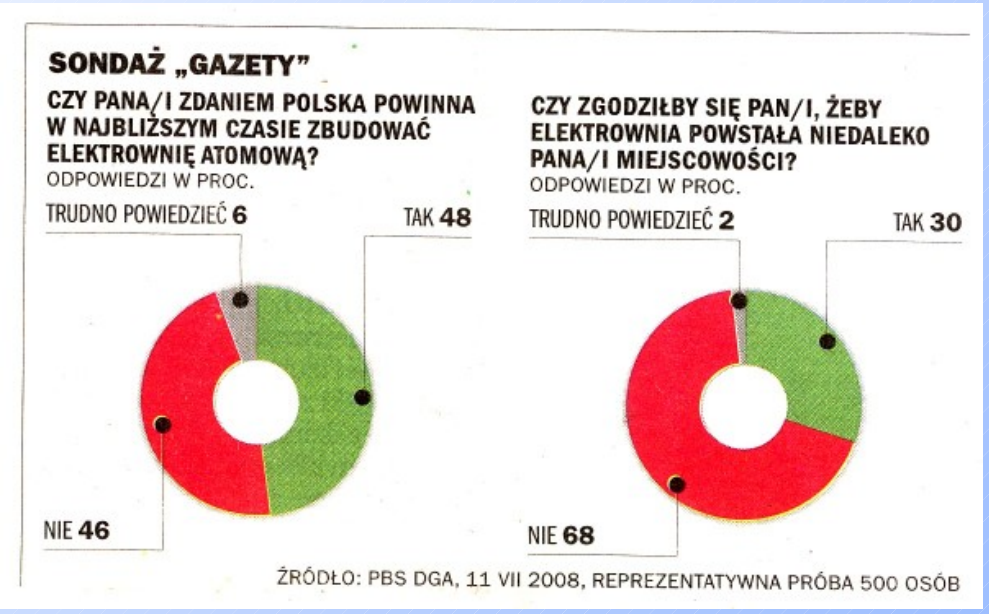
BUDOWA ELEKTROWNI JĄDROWYCH MA SWOICH ZWOLENNIKÓW I PRZECIWNIKÓW. GDYBY POPROSZONO PANA(IĄ) O ZAJĘCIE JEDNOZNACZNEGO STANOWISKA W SPRAWIE BUDOWY TAKICH ELEKTROWNI W NASZYM KRAJU, TO CZY BYŁ(A)BY PAN(I) ZA CZY TEŻ PRZECIW?

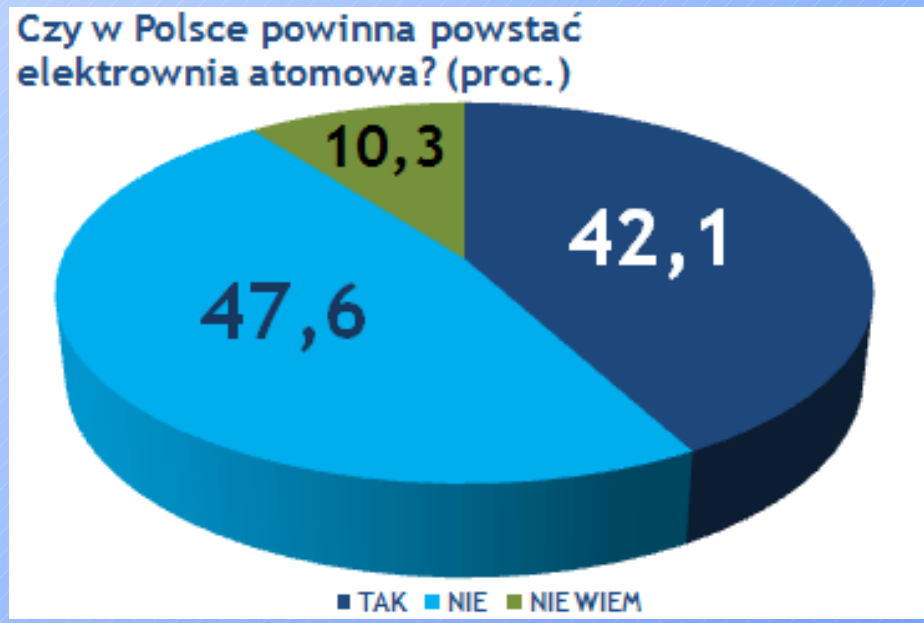


Stanisław LATEK

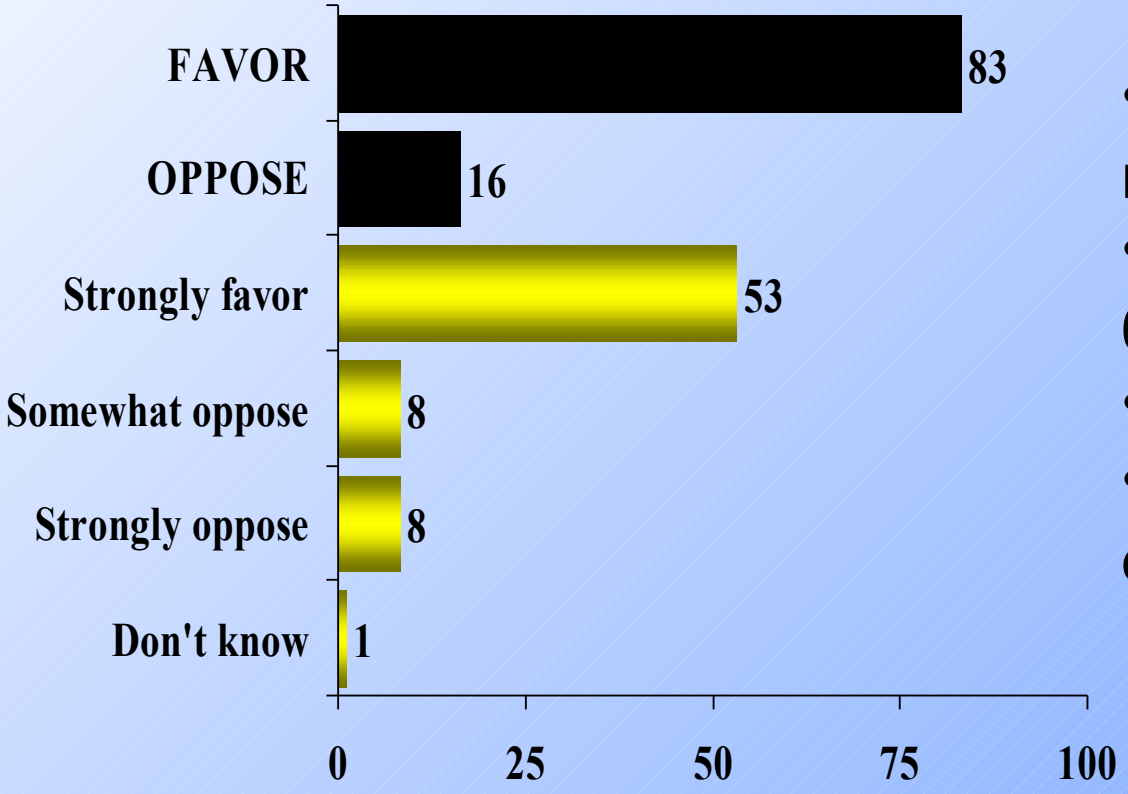
Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Wyniki sondażu przeprowadzonego przez „Gazetę Wyborczą” (11 lipca) oraz przez firmę SMG/KRC na zlecenie Money.pl (22 – 24 sierpnia 2008)





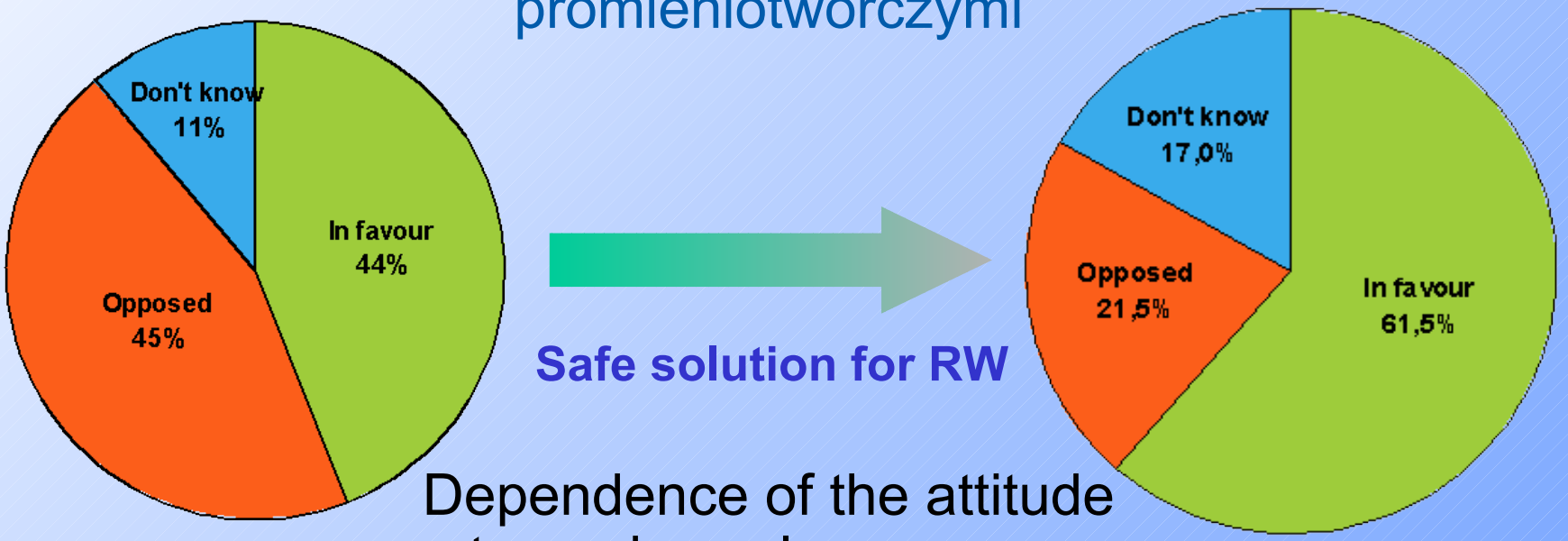
Pierwsze amerykańskie badania opinii osób mieszkających w sąsiedztwie EJ



- Residents within 10-mile radius of plants
- 18 adults at each of the 64 sites
- 1,152 total
- Electric company employees excluded

Uwaga: powyższe pytanie zadano wyłącznie zwolennikom rozwijania energetyki jądrowej w Polsce.

Zależność akceptacji jądrowej opcji energetyki od dostępności trwałych i bezpiecznych metod postępowania z odpadami promieniotwórczymi



Dependence of the attitude towards nuclear energy on the availability of permanent and safe solution for managing radioactive waste

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Zmiana postaw społecznych wobec energetyki jądrowej mieszkańców krajów, (członków UE) w okresie 2005 – 2008. W tabeli podano (w procentach) wielkość akceptacji społecznej dla energetyki w 25 krajach Unii.

	EB63 Winter 2005	EB69 Winter 2008	Difference 2008 - 2005
EU27	37%	44%	+7
IT	30%	43%	+13
PL	26%	39%	+13
IE	13%	24%	+11
EL	9%	18%	+9
DE	38%	46%	+8
ES	16%	24%	+8
DK	29%	36%	+7
SI	44%	51%	+7
AT	8%	14%	+6
UK	44%	50%	+6
LT	60%	64%	+4
SK	56%	60%	+4
CZ	61%	64%	+3
LU	31%	34%	+3
NL	52%	55%	+3
FI	58%	61%	+3
PT	21%	23%	+2
EE	40%	41%	+1
BE	50%	50%	0
FR	52%	52%	0
HU	65%	63%	-2
MT	17%	15%	-2
SE	64%	62%	-2
CY	10%	7%	-3
LV	39%	35%	-4

Country with operational NPP('s)

Unia Europejska a bezpieczeństwo jądrowe:

European Nuclear Safety Regulator Group (ENSREG)

ENSREG is the **E** uropean **N** uclear **S** afety **Re** gulators **G** roup.
It is an independent authoritative expert body composed of senior officials from national regulatory or nuclear safety authorities from all 27 member states in the EU.ENSREG was established as the High Level Group on Nuclear Safety and Waste Management.

ENSREG's aims

ENSREG's aims are to maintain and further improve the:

- Safety of nuclear installations in the EU
- Safety of the management of spent fuel and radioactive waste in the EU
- Financing of the decommissioning of nuclear installations in the EU

The fundamental principle of ENSREG's work is that there should be continuous improvement in nuclear safety. Striving for continuous improvement is a vital safeguard against complacency in this important area. ENSREG also aims to develop a common understanding among European nuclear safety regulators concerning the safety of nuclear installations and spent fuel and radioactive waste management.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Andrej Stritar,

Director of the SNSA, reported to the European Parliament about the work of ENSREG

Przewodniczący ENSREG składa informację na forum Parlamentu Europejskiego

Director of Slovenian Nuclear Safety Administration Dr. Andrej Stritar was invited by the Chairmen of the ITRE committee (industry, research and energy) of the European Parliament to present the first report of European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG). The presentation was on 12 October 2009. In his presentation dr. Stritar spent the first 20 minutes explaining nuclear safety situation in European Union and activities of ENSREG to more than 50 Members of the Parliament. The report was well received. Ten Members of the Parliament asked for additional explanations, ranging from basics of radioactive waste management to nuclear non-proliferation. Special interest was triggered by the statement of dr. Stritar, that even more important from the good design of nuclear power plants is good management and safety culture in organisations operating those facilities.

Unia Europejska podkreśla znaczenie informacji społecznej i uczestnictwa społeczeństwa w debatach publicznych

Public involvement in nuclear safety issues

All institutions that are involved in regulating nuclear safety, at international, EU and national levels, are also committed to transparency. This means making different kinds of information available to the public: from general information on how a country manages the safety of its nuclear activities, to specific information, for example on plans for a proposed new power plant. By giving high priority to transparency, public involvement in nuclear issues is encouraged through consultations and information campaigns. This in turn raises awareness of the work of regulators and supports public confidence in the safety of nuclear installations. ENSREG is active in this area; **one of ENSREG's three working groups is dedicated to improving the arrangements for transparency on matters of nuclear safety in the Member States.**

Transparency on nuclear safety issues is divided into two areas of activity: public information and public participation.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

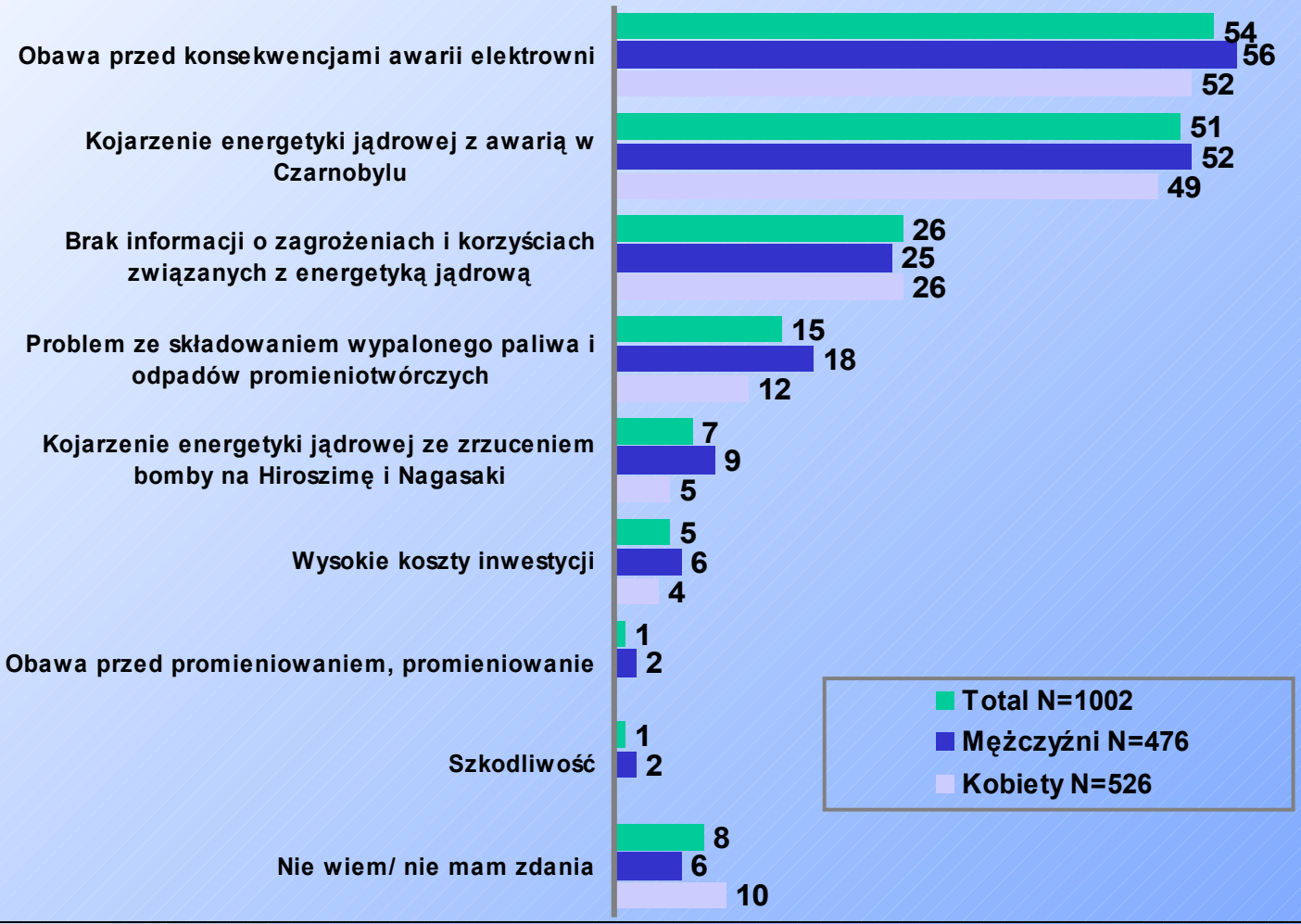
Dlaczego takie, a nie inne wyniki badań postaw społecznych?

Okazuje się, że postawy ludzi silnie zależą od sposobu sformułowania pytania. Jeżeli w pytaniu wspomni się o korzystnym wpływie energetyki jądrowej na zmiany klimatyczne lub bezpieczeństwie dostaw energii, wtedy więcej ludzi opowiada się za energetyką jądrową. Być może tak właśnie było w przypadku badań PENTORA w roku 2006.
Warto zwrócić uwagę na dyskusje w polskich mediach o możliwości ograniczenia dostaw gazu z Rosji do Polski. Fakt ten mógł również skłonić część respondentów do opowiedzenia się za opcją jądrową.

Wyniki zależą także od możliwych odpowiedzi, jakie mają do dyspozycji respondenci. W badaniach PENTORA stosowano odpowiedzi: „zdecydowanie tak", „raczej tak" oraz „zdecydowanie nie", „raczej nie".
W innych badaniach nie ma takich możliwości odpowiedzi.
Wydaje się, że znaczenie może mieć również kontekst pytania o energię jądrową; także dobór próby reprezentatywnej wpływa na ostateczne wyniki sondażu.

Powody sprzeciwu wobec budowy elektrowni jądrowych w Polsce (1)

Jakie są, Pana(i) zdaniem powodu sprzeciwu części społeczeństwa wobec budowy elektrowni jądrowych w Polsce?



Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Powody sprzeciwu wobec budowy elektrowni jądrowych w Polsce (2)

Obawa przed awarią elektrowni to najczęstszy powód (82% wskazań), dla którego polskie społeczeństwo sprzeciwiało się budowaniu elektrowni jądrowych w 2004 roku. (Obecnie awarii obawia się 54 % Polaków). Ponad 1/3 ogółu Polaków (35%) jako powód sprzeciwu wobec budowy elektrowni jądrowych podaje problemy z unieszkodliwianiem i przechowywaniem odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa.- obecnie odpowiedni wskaźnik wynosi 15 %.

5 lat temu, podobnie jak dzisiaj dla co czwartego respondenta znaczenie ma również brak informacji na temat zagrożenia związanego z budową elektrowni jądrowych oraz korzyści z niej wypływających. Istotnym powodem sprzeciwu społeczeństwa polskiego wobec budowy elektrowni jądrowych w Polsce jest również wciąż żywa pamięć wydarzeń z roku 1945 wiążących się ze zrzuceniem bomby atomowej na Hiroszimę i kojarzenie z nimi energetyki jądrowej.

Energetyka jądrowa – dlaczego polskie społeczeństwo się jej boi?

Do przyczyn lęku społeczeństwa przed energetyką jądrową należą:

- przesadna obawa przed promieniowaniem jonizującym,
- fałszywie pojmowany związek między bronią jądrową i cywilną energetyką jądrową,
- niezgodny z prawdą obraz awarii jądrowego reaktora energetycznego,
- nadmierny lęk przed odpadami promieniotwórczymi,
- przekonanie, że świat odchodzi od energetyki jądrowej,
- wizje odnawialnych źródeł energii jako panaceum na rosnące zapotrzebowanie energetyczne,
- brak znajomości psychologicznych aspektów percepcji ryzyka.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Czynniki psychologiczne, które podświadomie wpływają na to, czego się boimy i jak bardzo się boimy.

Percepcja ryzyka zależy od tego, czy mamy nad nim jakąś kontrolę. Jeżeli nie mamy wpływu na proces, przedsięwzięcie, które wiąże się z ryzykiem, wtedy postrzegamy to ryzyko jako większe, niż w przypadku choćby pośredniego uczestniczenia w decyzjach dotyczących danego przedsięwzięcia – poprzez debaty publiczne, głosowanie, referendum. Podobnie: odbieramy ryzyko jako mniejsze, jeśli wiąże się ono z naszym osobistym wyborem, jeśli nie jest nam narzucone. Jeżeli ryzyko wiąże się z procesami naturalnymi boimy się mniej, niż gdy jest ono spowodowane działalnością człowieka. Boimy się bardziej zjawisk lub wypadków, w których w jednym miejscu i w tym samym czasie ginie wielu ludzi, niż takich wydarzeń, które powodują tę samą liczbę ofiar, ale zachodzą niejako „rozciągnięte” w czasie i przestrzeni. Ryzyko wydaje się większe, jeśli odnosimy je do siebie, mniejsze, jeśli dotyczy innych. Nasze lęki są większe, gdy ryzyko dotyczy dzieci, a mniejsze, gdy odnosi się do dorosłych. Bardziej jesteśmy zmartwieni ryzykiem, na jakie narażeni są biedni, wykluczeni, niepełnosprawni, niż w przypadku podobnego ryzyka odnoszącego się do bogatych, wpływowych, posiadających władzę.

Wąż, czy patyk? Przykład postrzegania i reakcji ludzi na zagrożenie

Ludzie reagują na zagrożenia kierując się zarówno rozumem i rozsądkiem, jak również emocjami i instynktem. Nasze lęki często nie mają związku z faktami. Zdarza się, że boimy się bardziej względnie małego ryzyka, a nie boimy się zagrożeń, których ryzyko zaistnienia jest znaczne.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Potrzeba rozszerzania zakresu tematycznego komunikowania o energetyce jądrowej

Działania w sferze komunikacji społecznej należy prowadzić możliwie szeroko, a powinny one dotyczyć:

- wyjaśnienia społeczeństwu, dlaczego energetyka jądrowa jest i będzie cennym, a być może niezbędnym źródłem energii dla świata;
- dlaczego energetyka jądrowa powinna być rozwijana w Polsce;
- zalet energetyki jądrowej z punktu widzenia ekologicznego, ekonomicznego, technicznego;
- promieniowania, jego dobrodziejstw i jego wpływu na zdrowie ludzkie;
- zagrożeń, jakie może potencjalnie powodować rozwój energetyki jądrowej w Polsce;
- bezpieczeństwa reaktorów;
- zagospodarowania odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa;
- postaw społeczeństw europejskich wobec energetyki jądrowej;
- systemu dozoru jądrowego, zdolnego do licencjonowani i kontroli obiektów jądrowych - od ich lokalizacji do likwidacji.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Metody i środki do stosowania w procesie oswajania z energetyką jądrową

- publikacje: broszury, ulotki, biuletyny, kalendarze, wydawnictwa dla dzieci;
- współpraca z reprezentantami mediów (konferencje prasowe, wykłady, wyjazdy studyjne do EJ);
- ogłoszenia prasowe, video-clipy, filmy, dyskusje „okrągłego stołu”;
- współpraca z towarzystwami i stowarzyszeniami branżowymi;
- promocja na billboardach, infoscreenach itp;
- ośrodki informacyjne, wystawy;
- szerokie wykorzystywanie stron internetowych;
- debaty publiczne;
- edukacja – na różnych poziomach.

Grupy społeczne, do których skierowane być powinny działania promocyjne

- politycy i decydenci;
- środowiska opiniotwórcze;
- media;
- politycy i działacze samorządowi;
- środowiska medyczne i naukowe;
- młodzież;
- kobiety;
- konsumenci energii elektrycznej;
- środowiska ekologiczne;
- społeczeństwo polskie jako całość.

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Kto powinien prowadzić akcję informacyjno-edukacyjną?

- agendy rządowe, w tym Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Edukacji Narodowej, Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego,
- przedsiębiorstwa (takie jak PGE),
- stowarzyszenia (takie jak SEP, PTN, SEREN i inne),
- instytuty badawcze (IEA, IFJ, inne),
- wyższe uczelnie,
- wyspecjalizowane agencje PR,
- media, zwłaszcza elektroniczne

A co z Państwową Agencją Atomistyki?

Dlaczego kampania informacyjna i edukacyjna bez PAA?

Z opisu tego działania zawartego w Ramowym harmonogramie wynika, że kampania będzie miała charakter propagandowy i promocyjny. Ponadto działania takie jak inicjowanie i wprowadzanie zmian do programów nauczania nie mieszczą się w uprawnieniach Prezesa PAA wynikających z Prawa atomowego. Uwzględniając ponadto doświadczenia i zalecenia międzynarodowe, z których wynika konieczność oddzielenia zadań regulacyjnych od promocyjnych Kierownictwo PAA uważa, że aktywność PAA w zakresie informacji powinna być wydzielona z powyższego działania. Prowadzone przez PAA prace informacyjne dotyczyć będą głównie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, stanu obiektów jądrowych w kraju i zagranicą, zaawansowania procesu licencjonowania polskiej elektrowni jądrowej, znaczenia funkcji, niezależności i kompetencji dozoru jądrowego dla bezpieczeństwa kraju itp., informowania o toczących się postępowaniach administracyjnych, a także o podjętych decyzjach dozorowych, w tym o wydanych zezwoleniach.

Jak przezwyciężyć syndrom NIMBY (not in my backyard)

- nie ma jednej uniwersalnej recepty;
- należy włączyć społeczność lokalną w proces przygotowywania i podejmowania decyzji dotyczącej planowanej inwestycji;
- należy zapewnić pełną dostępność źródeł informacji, które umożliwiają uczestnikom debaty zapoznanie się ze sprawą;
- dobre i zrozumiałe zdefiniowanie zadania;
- proces decyzyjny powinien być tak przygotowany, aby był transparentny, aby umożliwiał obserwowanie jego przebiegu;
- procedury zastosowane podczas przebiegu procesu decyzyjnego z udziałem społeczeństwa powinny być wiarygodne, ale też oszczędne

Powrót do Żarnowca?

4

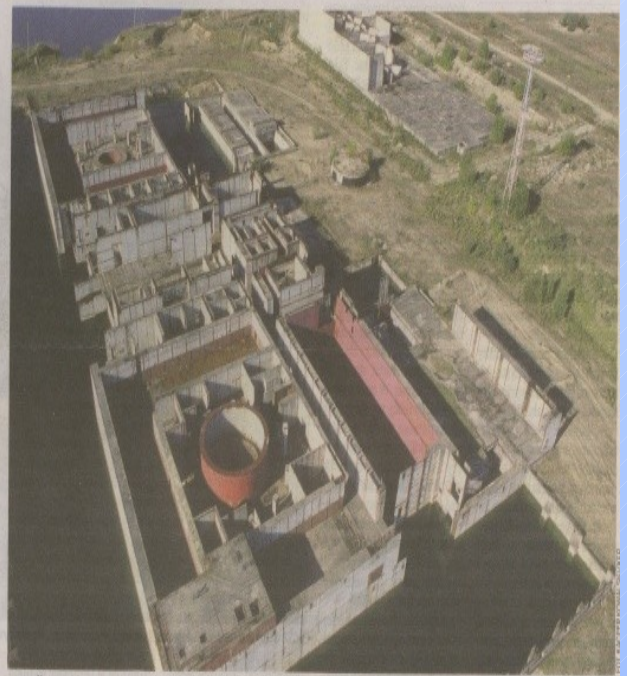
Polska
Dziennik Bałtycki
Gdańsk
08-04-2008

Czy energia z atomu popłynie z Żarnowca?

▶ Rząd chce elektrowni atomowej

▶ Żarnowiec ponownie na celowniku

Jacek Klein



POMORZE Za pół roku ma być gotowa nowa „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku". Rząd zapisze w niej budowę elektrowni atomowej. Przygotowywany przez resort gospodarki dokument nie określa na razie lokalizacji przyszłej elektrowni, ale jedną z rozpatrywanych i jedną z najbardziej prawdopodobnych opcji jest Żarnowiec. Reaktory atomowe mogłyby zacząć dostarczać energię za ok. 15 lat.

– Do niedawna technologia nie pozwalała na ponowne wykorzystanie pozostałości po niedokończonej elektrowni w Żarnowcu – powiedział marszałek Jan Kozłowski. – Ostatnie informacje o postępie technologicznym w energetyce mówią, że Żarnowiec może być ponownie brany pod uwagę.

Zdaniem specjalistów, jeśli elektrownia powstanie, powinna być wybudowana na Wybrzeżu.

– Najlepszą lokalizacją dla takiej inwestycji byłoby wybrzeże morskie, dlatego że chłodzenie reaktora wodą morską jest najbardziej korzystne – mówi prof. dr hab. Stefan Chwaszczewski, sekretarz naukowy Instytutu Energii Atomowej. – Nie ulega też wątpliwości, że lokalizacja elektrowni atomowej w Żarnowcu też jest najrozsądniejszym rozwiązaniem. Badania potwierdziły, że jest to bardzo dobry teren pod taką inwestycję. Dodatkowo w okolicach jeziora Żarnowieckiego usytuowana jest elektrownia szczytowo-pompowa. Jej współpraca z atomówką byłaby bardzo korzystna.

Argumentem „za" jest także niedobór elektrowni na północy kraju. Na Pomorzu prędzej czy później musi zostać zbudowana elektrownia, atomowa lub węglowa.

Moc przyszłej polskiej elektrowni atomowej szacowana jest na 2,4 tys. MW. Budowa bloku o mocy 1 tys. MW kosztuje ok. 3 mld dolarów, czyli 6 mld zł. Elektrownia kosztowałaby zatem 15 mld zł. Astronomiczne koszty mogą być poważną barierą dla planów rządu.

Kolejną barierą jest ochrona środowiska. Ekolodzy są przeciwni energetyce jądrowej. Reaktor atomowy o mocy 1 tys. MW produkuje rocznie ok. 25 ton paliwa nuklearnego.

– Są to odpady, które trzeba gdzieś składować, a bezpiecznych technologii nie ma – powiedziała Magdalena Zowsik z organizacji Greenpeace.

– W Polsce nie ma miejsca na elektrownię atomową.

Jest za to miejsce u naszych sąsiadów. Polska jest otoczona elektrowniami atomowymi. Od lat funkcjonują one w Niemczech, Czechach, na Słowacji, Ukrainie i Litwie. W odległości 310 km od granic Polski działa 10 elektrowni jądrowych z 27 blokami, czyli reaktorami energetycznymi. Zaledwie 120 km od granicy znajduje się elektrownia Dukovany w Czechach, Mochovce na Słowacji oddalone są o 125 km, a Równe na Ukrainie leży 140 km od naszych granic.

→

Będzie atomówka?

Rząd jest bliski podjęcia decyzji o budowie elektrowni atomowej. Jeśli wszystko pójdzie dobrze, powstanie ona za 12-15 lat. Propozycja budowy elektrowni jądrowej w Polsce znajdzie się w przygotowywanym przez Ministerstwo Gospodarki dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku", który ma powstać jeszcze w tym półroczu. Koszt budowy takiej elektrowni to co najmniej kilka miliardów euro. Zakładano, że może ona powstać w Żarnowcu, ale lokalizacji jeszcze nie wybrano. – Nie ma możliwości pominięcia w naszym bilansie energetycznym za kilkanaście lat energii jądrowej – mówi dyrektor Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki Zbigniew Kamieński.

(PAP)

Reaktory w Żarnowcu

Jacek Klein

Za 15 lat może popłynąć prąd z pierwszej polskiej elektrowni atomowej. Niewykluczone, że z elektrowni w Żarnowcu. Rząd stawia bowiem na energetykę jądrową. W przygotowywanej „Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku" nie ma jeszcze wprawdzie określonej lokalizacji, ale Żarnowiec jest najpoważniejszą kandydaturą.

– To dobry pomysł – uważa Jan Kozłowski, pomorski marszałek. Odmiennego zdania są władze gminy Krokowa, które zamierzają protestować. Protestować w obronie środowiska naturalnego będą także ekolodzy. – W Polsce nie ma miejsca dla energetyki jądrowej – uważają. – Elektrownia jest niezbędna – uważają z kolei specjaliści od energetyki.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

wtorek 21 października 2008
16:15

Marszałek Pomorza chce elektrowni jądrowej

Elektrownia atomowa powinna stanąć na Pomorzu. Domaga się tego **marszałek pomorski Jan Kozłowski**, który **napisał specjalny apel do premiera Donalda Tuska. Nie wskazuje w nim konkretnej lokalizacji, ale według specjalistów siłownię można zbudować koło Żarnowca lub Wejcherowa.**

Marszałek używa zgrabnego sformułowania "nowoczesne technologicznie źródło energii". I apeluje, by szef rządu "zajął pozytywne stanowisko" w tej sprawie.

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Atom w Wielkopolsce?

Stanisław LATEK

Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Wskazania praktyczne według polskich ekspertów
(m.in. prof. Andrzeja Kraszewskiego)

- Nie można lekceważyć obaw i argumentów przeciwników;
- Należy przeprowadzić – jak najwcześniej – szeroką, wyczerpującą akcję edukacyjną i informacyjną;
- Trzeba uczciwie mówić, gdzie jest ryzyko i co się robi, żeby je zmniejszyć;
- Inwestor powinien zaoferować mieszkańcom miejscowości sąsiadujących z elektrownią konkretne korzyści podnoszące ich jakość życia;
- Konsultacje, debaty, spory powinny być uczciwe i dotyczyć spraw konkretnych, a nie ideologicznych; w tej ostatniej kwestii porozumienie nie musi być osiągnięte – rozstrzygająca powinna być wola większości;
- Nie do przecenienia jest rola moderatora debat publicznych.

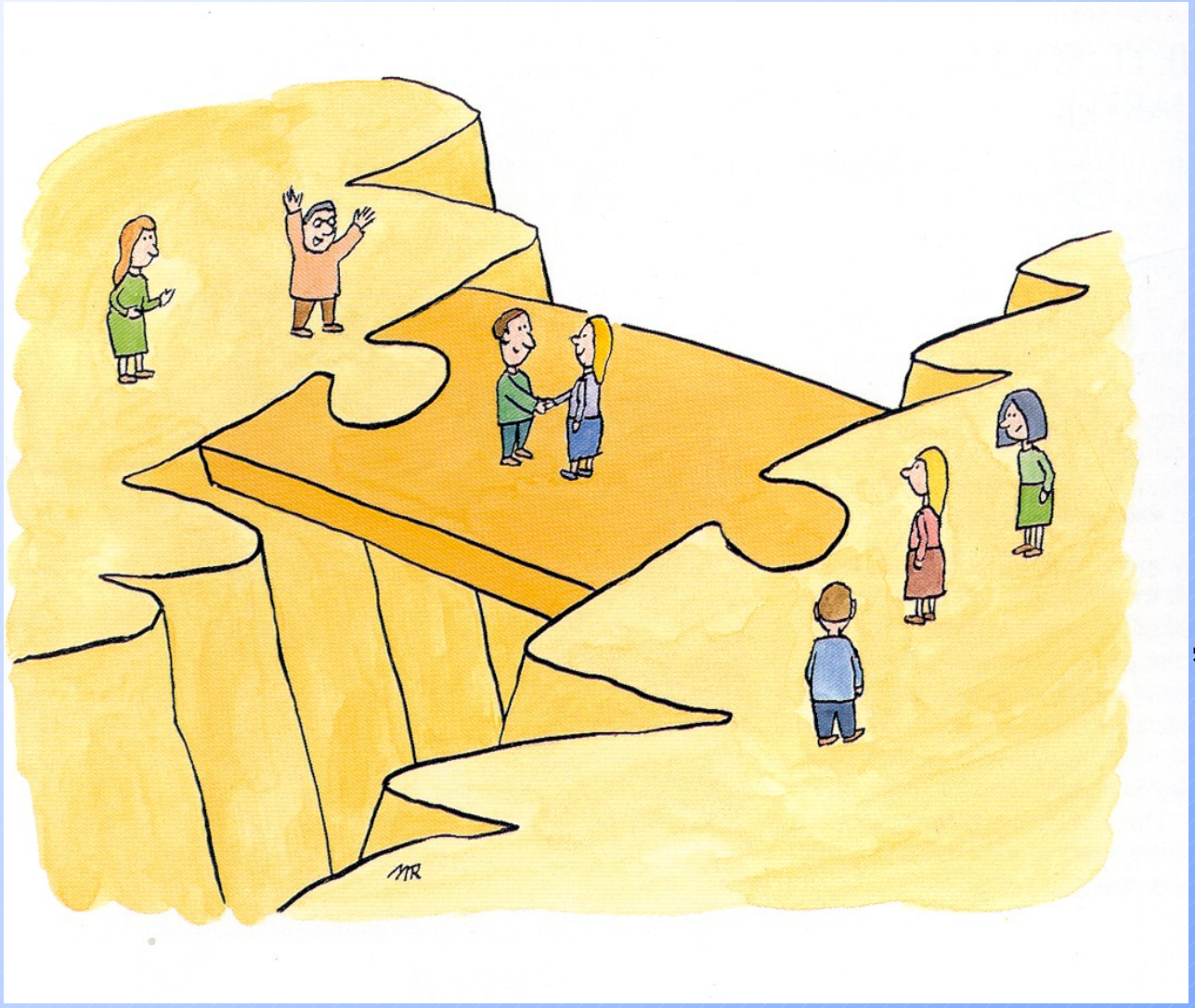
Państwowa Agencja Atomistyki
ul. Krucza 36, 00-522 Warszawa

Jakie wnioski można wyciągnąć z podanych informacji?

- wzrasta rola partycypacji społecznej w podejmowaniu wszelkich decyzji inwestycyjnych;
- obecnie mniej więcej połowa Polaków skłonna jest dać przyzwolenie na rozwój energetyki jądrowej;
- większość społeczeństwa sprzeciwia się budowie elektrowni jądrowej w pobliżu miejsca zamieszkania;
- wyniki sondaży zależą od sformułowania pytań;
- jeśli polski rząd zamierza przeprowadzić kampanię informacyjną na temat programu rozwoju energetyki jądrowej to należy zastanowić się nad następującymi problemami:

- od czego należy zacząć kampanię informacyjno - edukacyjną?
- do jakich grup społecznych powinna być skierowana kampania?
- jakie metody i środki powinny być stosowane?
- jaki powinien być zakres tematyczny działań informacyjnych (techniczna, ekonomiczna, socjologiczna, eksploatacyjna, geopolityczna)?

My „za”!



A my „przeciw”!

ZAGROŻENIE OBIEKTÓW JĄDROWYCH ZE STRONY ORGANIZACJI TRRORYSTYCZNYCH I STOSOWANE ŚRODKI BEZPIECZEŃSTWA

Krzysztof Rzymkowski
Stowarzyszenie Ekologów na Rzecz Energii Jądrowej, Warszawa

Aktywność organizacji terrorystycznych związana z atakami na różnorodne obiekty zwróciła uwagę opinii publicznej na możliwość dokonania podobnego zamachu na obiekty, w których znajdują się materiały jądrowe.

Celem działań terrorystycznych przeciwko obiektom jądrowym jest przede wszystkim bezprawne uzyskanie materiałów jądrowych potrzebnych do wywołania wybuchu lub skażenia środowiska.

Dodatkowym celem zamachu terrorystycznego np. na elektrownie jądrowe może być również dezorganizacja sieci energetycznej kraju lub regionu, choć w tym przypadku bardziej efektywny byłby zamach na linie przesyłowe lub na klasyczne elektrownie węglowe, gazowe, a w szczególności wodne mało odporne na środki wybuchowe. Dlatego też dokonanie zamachu na elektrownie jądrowe w tym celu wydaje się mniej prawdopodobne.

Biorąc pod uwagę możliwe cele ataku terrorystycznego przeanalizowano szereg ewentualnych scenariuszy.

PRZEWIDYWANE SCENARIUSZE NIELEGALNEGO UZYSKANIA MATERIAŁÓW JĄDROWYCH

Na potrzeby zagrożeń nielegalnego uzyskania materiałów jądrowych dokonano następujących klasyfikacji obiektów jądrowych, materiałów jądrowych oraz materiałów radioaktywnych. Obiektami jądrowymi, są obiekty (budynki wraz z wyposażeniem), w których są produkowane, przetwarzane wykorzystywane, przemieszczane, przechowywane lub usuwane (np. w wyniku powstałej awarii) materiały radioaktywne. Materiałami jądrowymi nazywane są materiały, które mogą być użyte do budowy jądrowych środków wybuchowych. Należą do nich przede wszystkim izotopy uranu i plutonu. Inne materiały radioaktywne mogą być wykorzystywane do skażenia terenu (zwykle o zasięgu lokalnym).

Na zamachy, których celem jest nielegalne uzyskanie materiałów jądrowych, narażone są obiekty, w których znajdują się materiały jądrowe atrakcyjne dla celów terrorystycznych. Zagrożenia te dotyczą przede wszystkim reaktorów energetycznych i doświadczalnych , laboratoriów wykorzystujących materiały radioaktywne, zakładów produkcji i przerobu paliwa, magazynów wypalonego paliwa.

Spodziewane scenariusze nielegalnego uzyskania materiałów jądrowych sprowadzają się więc do aktów:

- kradzieży materiałów jądrowych potrzebnych do budowy broni jądrowej,
- kradzieży materiałów radioaktywnych,
- kradzieży broni jądrowej,
- sabotażu (np. atak na obiekt jądrowy).

Kradzież materiałów jądrowych, gotowych do bezpośredniego wykorzystania do budowy jądrowych środków wybuchowych, jest najbardziej prawdopodobna w zakładach przerobu paliwa, w zakładach produkcji zestawów paliwowych oraz w niektórych typach reaktorów badawczych. Należy podkreślić, że materiały do budowy broni jądrowej mogą być zbierane przez dłuższy czas i ich ubytki mogą być niezauważalne.

Materiały wymagające wstępnego przygotowania są najczęściej dostępne w zakładach przerobu paliwa, w zakładach produkcji zestawów paliwowych, zakładach wzbogacania uranu oraz w reaktorach energetycznych.

Kradzież materiału jądrowego lub innych materiałów radioaktywnych nie zawsze musi mieć na celu budowę broni jądrowej.

Można wyobrazić sobie scenariusz, w którym materiał jądrowy będzie użyty jako materiał silnie promieniotwórczy do skażenia wybranego terytorium poprzez np. spowodowanie eksplozji materiału znajdującego się w rdzeniu materiału, transportowanego oficjalnie lub kradzionego, dokonanej przy pomocy konwencjonalnych środków wybuchowych.

Podobny scenariusz zamachu terrorystycznego przewiduje spowodowanie katastrofy na wzór wybuchu w elektrowni jądrowej w Czarnobylu (unieruchomienie reaktora) czy to przez wewnętrzny sabotaż czy też przez atak powietrzny na reaktor, jak i analogiczne ataki na magazyny (suche lub basenowe) wypalonego paliwa, zakłady produkcji lub przerobu paliwa.

Znacznym utrudnieniem budowy jądrowego urządzenia wybuchowego jest to, że materiał potrzebny do jego wytworzenia, przy obecnie stosowanych technologiach, musi być w postaci metalicznej. Dlatego też, aby materiał jądrowy z zestawu paliwowego wykorzystanego w reaktorze mógł być użyty do budowy jądrowego urządzenia wybuchowego zestaw musiałby ulec rozmontowaniu i konieczny byłby czas do uzyskania potrzebnego izotopu i przetworzenia go do wymaganej postaci.

Proces technologiczny konwersji materiału jądrowego jest bardzo złożony i wymaga skomplikowanego oprzyrządowania. Przy znacznych możliwościach finansowych organizacji terrorystycznych istnieje realna szansa na próbę realizacji przewidywanych scenariuszy łącznie z próbą budowy własnej broni jądrowej przy wykorzystaniu wysokiej klasy specjalistów i istniejących laboratoriów. Podstawowym problemem jest zdobycie materiału jądrowego. Jednym z potencjalnych, łatwiej dostępnych źródeł materiałów jądrowych są małe kraje rozwijające programy jądrowe i posiadające odpowiednie laboratoria i reaktory a nawet kopalnie rud uranowych. Innym potencjalnym źródłem materiałów jądrowych są magazyny zdemontowanych głowic jądrowych.

Broń jądrową posiadają oficjalnie tylko Państwa, które są sygnatariuszami i gwarantami **Traktatu o Nierozprzestrzenianiu Broni Jądrowej.** Są to Stany Zjednoczone Ameryki, Rosja, W. Brytania, Francja, CHRL. Broń jądrową posiadają również Pakistan i Indie. Do krajów tych należy pełna odpowiedzialność za zabezpieczenia przed ewentualną kradzieżą broni jądrowej i zamachami terrorystycznymi w bazach wojskowych składujących taką broń. Istnieją podejrzenia, że i inne kraje, np. Koreańska Republika Ludowo-Demokratyczna, dysponują niewielką ilością jądrowych środków wybuchowych.

Innym przewidywanym scenariuszem ataku terrorystycznego jest sabotaż.

Za działania sabotażowe uważa się każde świadome działania prowadzące do kradzieży, wykorzystania, usunięcia lub rozproszenia materiałów jądrowych mogące spowodować śmierć, obrażenia ludzi lub szkody w odniesieniu do własności środowiska jak również działania wymierzone przeciwko obiektowi jądrowemu lub jego funkcjonowaniu wywołujące uwalnianie substancji radioaktywnych i powodujące narażenie na promieniowanie osób lub skażenie środowiska.

Atak sabotażowy na obiekt jądrowy może spowodować przede wszystkim narażenie personelu, ludności i środowiska na zagrożenie radioaktywne. Oczywiście zależy ono od rodzaju materiału

jądrowego, jego ilości, a w szczególności od ilości materiałów rozszczepialnych, budowy obiektu jądrowego i przewidywanych działań ochronnych.

ZAPOBIEGANIE NIELEGALNEMU ZDOBYWANIU MATERIAŁÓW JĄDROWYCH

Od początku rozwoju technik jądrowych rozwijano i wprowadzano systemy zapobiegania nielegalnemu zdobywaniu materiałów jądrowych. W wyniku współpracy międzynarodowej powstały systemy wykrywania nieuprawnionych działań obrotu tymi materiałami – **systemy kontroli materiałów jądrowych** oraz **systemy ochrony fizycznej obiektów** jądrowych.

KONTROLA MATERIAŁÓW JĄDROWYCH

W czerwcu 1957 roku utworzono Międzynarodową Agencję Energii Atomowej z siedzibą w Wiedniu stanowiącą jedną z licznych agend ONZ.

W 1968 roku podpisano **Traktatu o Nierozprzestrzenianiu Broni Jądrowej (**NPT – Non Proliferation Treaty) i powołano w ramach MAEA specjalistyczną służbę - Departament Zabezpieczeń (**Departament of Safeguards**), której zasadniczym zadaniem jest kontrola wypełniania warunków traktatu NPT przez państwa sygnatariusze, polegająca na niezależnej weryfikacji deklaracji państwa o materiałach jądrowych i działaniach związanych z wykorzystaniem energii jądrowej. Celem systemu zabezpieczeń jest sprawdzenie, czy deklarowana działalność lub materiały nie są wykorzystywane do wytwarzania broni jądrowej. Kontrola obejmuje przede wszystkim materiały, które mogą być użyte do budowy jądrowych materiałów wybuchowych.

ZABEZPIECZENIA FIZYCZNE OBIEKTÓW JĄDROWYCH

Prace nad międzynarodową konwencją o ochronie fizycznej materiałów jądrowych rozpoczęto w 1972 r. Została ona wprowadzona w życie w 1987r. Konwencja obejmuje między innymi kategoryzację materiałów jądrowych, ich transport, określa środki przeciwdziałające przemytowi i bezprawnemu handlowi materiałami jądrowymi . Od momentu jej powstania do chwili obecnej wprowadzono szereg zmian uwzględniających pojawienie się nowych technologii. Obecnie obowiązująca redakcja dokumentu INFCIRC/225 została zatwierdzona w 1998 r. Wprowadzenie przez państwo zaleceń opisanych w dokumencie jest dobrowolne i w niczym nie narusza jego suwerenności. Dokument zaleca nawet dostosowanie zaleceń do warunków lokalnych uwzględniających specyfikę chronionych obiektów i systemów zabezpieczeń już działających w państwie.

W wyniku wrześniowego zamachu w 2001 r w Nowym Jorku prace nad usprawnieniem obu systemów zostały znacznie przyspieszone. Zamach wywołał również potrzebę powtórnego przeanalizowania stanu bezpieczeństwa ośrodków jądrowych i przeprowadzenie nowych symulacji komputerowych dla przewidywanych awarii wywołanych atakiem terrorystycznym.

Zwrócono szczególną uwagę na:

- zabezpieczenia reaktorów energetycznych i doświadczalnych, z uwzględnieniem możliwości ataku na ich wrażliwe elementy, głównie zabezpieczenia fizyczne budynku reaktora, obiegi systemu chłodzenia, baseny wypalonego paliwa oraz na zabezpieczenia przed możliwością sabotażu wewnętrznego np. przez opanowanie sterowni reaktora,

- możliwą kradzież wypalonego lub świeżego paliwa z obiektu lub w czasie transportu,
- nieuprawnione zbieranie niewielkich ilości materiału jądrowego lub radioaktywnego w długim okresie czasu,
- możliwość bezpośredniej kradzieży broni jądrowej z baz wojskowych, łodzi podwodnych, samolotów, magazynów głowic.

Analizując ewentualne warianty ataku terrorystycznego zwrócono uwagę na możliwość powtórzenia zamachu polegającego na spowodowaniu katastrofy lotniczej poprzez bezpośrednie uderzenie w budynek reaktora i uszkodzenie jego wrażliwych elementów.

Zasadniczą rolę w ograniczaniu skutków ewentualnego zamachu terrorystycznego na obiekt jądrowy z reaktorem (elektrownie, ośrodki badawcze), zarówno ataku z zewnątrz jak i przypadku sabotażu wewnątrz, ma konstrukcja budynku reaktora.

Wyniki analiz wykazały, że obiekty starszego typu, budowane głównie w krajach korzystających z technologii radzieckich, oraz pierwsze, dawniej budowane reaktory energetyczne i doświadczalne, których konstrukcja uległa naturalnej degradacji, nie są całkowicie odporne na tego typu ataki. Wymagają one pilnej modernizacji, a do czasu ich wprowadzenia konieczne jest zastosowanie specjalnych zabezpieczeń.

Jeżeli zniszczenia spowodowane atakiem ograniczają się do jednej funkcji lub jednego elementu reaktora np. awarii systemu chłodzenia obiegu pierwotnego, odcięcia zasilania zewnętrznego, to niewielkie działania korekcyjne mogą znacznie zminimalizować skutki zamachu. Uszkodzenie kilku elementów komplikuje natomiast sytuację.

CELE SYSTEMÓW ZABEZPIECZEŃ

Podstawowym celem prowadzonych prac, jest zbudowanie takiego systemu zabezpieczeń, który poprzez długoterminowe działania kontrolne uniemożliwiłby zamachowcom zebranie wystarczającej ilości materiałów do konstrukcji jądrowych urządzeń wybuchowych oraz przeciwdziałałby innym zagrożeniom.

Najważniejszymi elementami systemu ochrony materiałów jądrowych i materiałów radioaktywnych są:

- **system zabezpieczeń (Safeguard**) umożliwiający pełną kontrolę nad materiałami jądrowymi i działalnością w zakresie techniki jądrowej w państwie sygnatariuszu traktatu NPT,
- **system ochrony fizycznej materiałów jądrowych** wyposażony w nowoczesne środki alarmowe
- **regulacje prawne** umożliwiające szybka wymianę informacji między odpowiednimi ośrodkami i odpowiednią do stopnia zagrożenia reakcję.

CELE SYSTEMU ZABEZPIECZEŃ (SAFEGUARD)

Celem systemu zabezpieczeń jest kontrola materiałów jądrowych potrzebnych do budowy jądrowych urządzeń wybuchowych .Jest ona prowadzona w ramach międzynarodowego systemu zabezpieczeń (safeguard) przed rozprzestrzenianiem broni jądrowej. Podstawą traktatu NPT jest ścisła ewidencja materiałów jądrowych, z uwzględnieniem ich dokładnej lokalizacji. W wyniku modyfikacji traktatu NPT obejmuje on również inne materiały radioaktywne, które mogłyby stanowić potencjalne zagrożenie. Materiały radioaktywne o niskiej aktywności i używane w nieznacznych ilościach są objęte krajowymi systemami ewidencji materiałów.

Państwa-członkowie mogą zawierać z MAEA, w ramach NPT, jedną z trzech rodzajów umów:

- **o zabezpieczeniach wszechstronnych**, obejmującą pełną kontrolę materiałów rozszczepialnych w państwie, tak aby nie zostały one przesunięte z zastosowań pokojowych do wytwarzania broni jądrowej (MAEA INFCIRIC/153),
- **o zabezpieczeniach ograniczonych**, obejmującą kontrolą tylko materiały jądrowe lub działania wymienione w umowie (MAEAINFCIRC/66),
- **o zabezpieczeniach dobrowolnych,** dotyczącą państw posiadających broń jądrową w czasie tworzenia systemu zabezpieczeń [Umowy Dobrowolne (Voluntary Offer Agrement - VOA)].

Najczęściej zawieraną umową z MAEA jest Umowa o zabezpieczeniach wszechstronnych.

Należy podkreślić że wszelkie zmiany dotyczące materiałów jądrowych (ich ilości, lokalizacji itp.) muszą być przez państwo raportowane przed ich dokonaniem do MAEA.

System zabezpieczeń wprowadza dwie kategorie materiałów jądrowych:

- materiały **I kategorii** to materiały które mogą być użyte bezpośrednio do budowy broni jądrowej,
- materiały **II kategorii** mogą być wykorzystane do budowy broni ale wymaga to skomplikowanego technologicznie przetworzenia.
  Zgodnie z zaleceniami wykonawczymi do NPT ilości materiałów I kategorii (Pu, U-233 wysoko wzbogacony uran (U-235>20%))oraz uran nisko wzbogacony są mierzone z dokładnością do 0.01 g.

CELE SYSTEM OCHRONY FIZYCZNEJ OBIEKTÓW JĄDROWYCH

System ochrony fizycznej stanowi zespół procedur określających działanie ludzi-personelu obiektu oraz planu rozmieszczenia różnego rodzaju zapór we wrażliwych miejscach obiektu .

Zasadniczym zadaniem systemu ochrony fizycznej jest:

- **powstrzymywanie** ewentualnych zamachowców przed próbami nielegalnego uzyskania materiałów jądrowych; jest to realizowane poprzez wprowadzenie zapór fizycznych powodujących, że obiekt jądrowy przestaje być łatwym celem zamachu,
- **wykrywanie nieuprawnionych działań;** polega to na wprowadzeniu kompleksowego systemu czujników, straży obiektowej, procedur dostępu do materiału jądrowego,
- **oszacowanie ewentualnego zagrożenia** zniszczeniem obiektu, użyciem zdobytego materiału w innym rejonie, ewentualnym skażeniem i określenie możliwości jego usunięcia,
- **wprowadzenie barier opóźniających** dostęp do materiałów jądrowych (płoty, kodowane zamki, ściany, zabezpieczenia otworów w budynkach –wentylacyjnych, okiennych, dachowych),
- **uniemożliwienie** wykorzystania przez zamachowców zdobytego materiału jądrowego.

Wszystkie te elementy muszą być uwzględnianie przez państwo, na terenie którego znajduje się obiekt jądrowy przy zapewnieniu współpracy różnych służb specjalnych.

CEL REGULACJI PRAWNYCH

Regulacje prawne powinny wprowadzać obowiązek stałego unowocześniania i ulepszanie krajowych systemów ochrony fizycznej, zwiększenia efektywności i sprawności kontroli materiałów jądrowych i radioaktywnych. Krajowe regulacje prawne powinny być powiązane z systemami międzynarodowymi, w szczególności w zakresie procedur powiadamiania o kradzieży czy akcie sabotażu, wzmocnienia systemów kontroli handlu materiałami jądrowymi w celu eliminacji ich nielegalnego obrotu i przemytu.

Do realizacji celów systemu kontroli materiałów jądrowych potrzebnych do budowy jądrowych urządzeń wybuchowych powołano w ramach Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej specjalny departament. (Department of Safeguards), którego zadaniem jest prowadzenie niezależnych kontroli zawartych porozumień dotyczących materiałów jądrowych.

Systemy ochrony fizycznej są opracowywane przez poszczególne państwa zgodnie z uzgodnionymi zaleceniami międzynarodowymi.

MIĘDZYNARODOWE ZALECENIA TWORZENIA SYSTEMÓW OCHRONY FIZYCZNEJ OBIEKTÓW JĄDROWYCH

Systemy ochrony fizycznej obiektów i materiałów jądrowych opracowywane są indywidualnie dla każdego obiektu. Za ich opracowanie, wprowadzenie i poprawne funkcjonowanie odpowiedzialne są władze państwowe w ramach swojego prawa krajowego, zgodnie z prawem międzynarodowym. Pomiędzy państwami powinna być wzajemna wszechstronna współpraca. Efektywność systemu ochrony w jednym państwie jest uzależniona od działań innego państwa np. przy transporcie materiałów jądrowych przez wspólną granicę lub transporcie tranzytowym. Państwo powinno zagwarantować ochronę materiałów jądrowych podczas międzynarodowego ich transportu na jego terytorium lub na pokładzie statku lub samolotu podlegającemu jego jurysdykcji .System ochrony materiałów jądrowych jest połączeniem elementów administracyjnych, technicznych i różnego rodzaju zapór fizycznych.

Przy opracowywaniu zaleceń dla systemu ochrony obiektów jądrowych należy uwzględnić stopień atrakcyjności– postaci materiału jądrowego dla potencjalnych zamachów terrorystycznych oraz naturalne właściwości materiału uniemożliwiające sabotaż lub kradzież. Dlatego też wymagania dotyczące fizycznej ochrony obiektów jądrowych muszą przede wszystkim uwzględniać rodzaj (kategorię) materiału jądrowego w obiektach, jego lokalizację (tzn. czy jest on aktualnie używany, magazynowany, transportowany), jak i zabezpieczenie dróg transportu materiału. System zabezpieczeń fizycznych powinien stanowić kombinację:

- **urządzeń** stanowiących rozbudowane systemy jądrowej aparatury kontrolnej, systemy obserwacji obiektu, zamykania zagrożonych lub atakowanych stref obiektu, systemy alarmowe,
- **zespołu procedur** - włączając w to organizację i obowiązki służb ochraniających obiekt, plany obiektu uwzględniające przeprowadzenie natychmiastowej akcji obronnej, obowiązkowych ćwiczeń treningowych oraz
- **działań usuwających skutki zamachu**, np. usuwanie przeszkód uniemożliwiających dotarcie do zagrożonej strefy, naprawa uszkodzeń i uruchomienie systemów kontrolnych, usuwanie skażeń radioaktywnych.

Jak już wspomniano system ochrony fizycznej jest opracowywany indywidualnie dla każdego obiektu, i wymaga szczególnej dokładności dla tych obiektów, które mogą być bardziej narażone na zamachy ze względu na atrakcyjność materiału jądrowego dla celów terrorystycznych. Powinien om być również okresowo kontrolowany, modernizowany i modyfikowany w zależności od zmian kategorii chronionego materiału.

Międzynarodowy transport materiału jądrowego wymaga spełnienia wszystkich uzgodnionych procedur dotyczących zabezpieczeń fizycznych zawartych w dokumencie INFCIRC/274. Państwo eksportujące materiał jądrowy musi wydać specjalne oświadczenie o legalności pochodzenia materiału.

Państwo eksportujące odpowiada w pełni za bezpieczeństwo materiału aż do chwili przekroczenia granicy. Informacje o transporcie powinny być niejawne.

Dla celów ochrony fizycznej materiałów jądrowych wprowadzono ich kategoryzację różnicując poziom zabezpieczeń.

Materiał	Postać	Kategoria I	Kategoria II	Kategoria III[c]
Pluton[a]	Nienapromieniowany[b] materiał jądrowy	2 kg lub więcej	Mniej niż 2 kg lecz więcej niż 500 g	500 g lub mniej lecz więcej niż 15 g
Uran-235	Nienapromieniowany[b] materiał jądrowy	5kg lub więcej	Mniej niż 5 kg lecz więcej niż 1 kg	1kg lub mniej lecz więcej niż 15 g
	U^{235} wzbogacony 20%		10kg lub więcej	10 kg lub mniej lecz więcej niż 1 kg
	U^{235} wzbogacony 10% lecz mniej niż 20%			10 kg lub więcej
	U^{235} wzbogacony powyżej wzbogacenia naturalnego lecz mniej niż 10 % U^{235}			
Uran - 233	Nienapromieniowany[b] materiał jądrowy	2 kg lub więcej	Mniej niż 2 kg lecz więcej niż 500 g	500 g lub mniej lecz więcej niż 15 g
Paliwo wypalone (kategoryzacja świeżego paliwa jest oparta na zaleceniach dotyczących transportu międzynarodowego, państwo może wprowadzić własną kategoryzację materiałów magazynowanych i transportowanych uwzględniając odpowiednie czynniki) do użytku wewnętrznego			uran zubożony (tj Uran o zawartości U^{235} mniejszej niż w uranie naturalnym) uran naturalny, thor lub uran o wzbogaceniu mniejszym niż 10%[d,e]	

***a** -każda postać plutonu za wyjątkiem plutonu o koncentracji izotopu Pu^{238} przewyższającej 80%, **b** – nienapromieniowany materiał jądrowy nie użyty lub użyty w reaktorze ale o poziomie promieniowana równym lub mniejszym niż 1Gy/h (100rad/h) w odległości 1 metra bez osłony, **c** - materiał jądrowy tej kategorii może być chroniony tak jak wszystkie inne materiały radioaktywne, **d** -zalecany poziom ochrony może być zmieniony przez państwo po dokonaniu analizy zagrożenia, **e** – inne paliwa, które w pierwotnej postaci przed napromieniowaniem zaliczane były do kategorii I lub II mogą być przesunięte do kategorii niższej, gdy poziom promieniowania przekracza 1Gy/g w odległości 1 metra bez osłony.*

Powyższa kategoryzacja ma na celu ułatwienie wyboru obiektów wykorzystujących materiały jądrowe do szczególnej ochrony i wynika z potencjalnej atrakcyjności używanych w nich materiałów dla celów terrorystycznych.

W celu bardziej racjonalnego wykorzystania systemu zabezpieczeń fizycznych materiały jądrowe mogą być przesuwane do innych kategorii, jeżeli zachodzące w nich zmiany powodują np. zmiany poziomu promieniowania, składu izotopowego, postaci (metalicznej, związku chemicznego, roztworu, mieszaniny). Różne kategorie materiałów są przechowywane w obszarach wymagające różnych stopni ochrony i nie ma potrzeby stosowania wszędzie jednakowych standardów.

Dostęp do obszarów chronionych powinien być ograniczony tylko dla wybranego i sprawdzonego personelu. Systemy ochrony powinny posiadać również mechanizmy uwzględniające ochronę materiału jądrowego w przypadku sytuacji awaryjnych np. pożarów, trzęsień ziemi, powodzi, huraganów.

ZALECENIA DLA SYSTEMU OCHRONY MATERIAŁÓW KATEGORII I

Zalecenia te odnoszą się przede wszystkim do jądrowych zakładów przemysłowych np. zakładów przerobu paliwa, zakładów produkcji zestawów paliwowych, reaktorów energetycznych.

Materiał jądrowy kategorii I może być tylko używany i przechowywany w specjalnie wydzielonym obszarze całego chronionego obiektu jądrowego np. w budynku, którego konstrukcja (ściany, podłogi, sufity) utrudni włamania lub zburzenie. Budynek powinien być również otoczony specjalnym ogrodzeniem oświetlanym w nocy. Obszar wokół budynku jak również jego pomieszczenia muszą znajdować się pod stałą obserwacją urządzeń obserwacyjno – rejestrujących kontrolowanych jednocześnie i ciągle przez dwie osoby. Podobnie powinny być obserwowane wszystkie pomieszczenia wewnętrzne, w których używane są materiały jądrowe, a nawet obszary niewykorzystywane bezpośrednio do pracy z materiałami jądrowymi np. przestrzeń między ścianami budynku reaktora. Wszystkie systemy alarmowe muszą być wyposażone w niezależne zasilanie awaryjne. Ilość wejść do chronionego obszaru musi być ograniczona do niezbędnego minimum. Zwykle jest jedno wejście i dodatkowo jedno wyjście ewakuacyjne na wypadek awarii. Wszystkie wejścia i wyjścia muszą posiadać systemy i alarmy przeciwwłamaniowe.

Dostęp do materiałów jądrowych w wydzielonym obszarze powinien być ograniczony do szczególnie zaufanego personelu. Wszystkie osoby na terenie strzeżonego obiektu w szczególności w obszarze wydzielonym muszą posiadać identyfikatory, a czasem specjalnie oznakowany ubiór ochronny. Przejście z jednej strefy do drugiej jest kontrolowane. Wszelkie wejścia i wyjścia są monitorowane i rejestrowane przez systemy identyfikacji osób (przez komputerową identyfikację odcisków palców czy rysów twarzy) oraz kontroli wnoszonych i wynoszonych przedmiotów. Systemy kontroli np. karty z mikroprocesorami, klucze, zamki, hasła powinny być okresowo wymieniane.

Wszelkie przesunięcia materiału jądrowego muszą być również obserwowane i rejestrowane nie tylko przez zestawy przyrządów obserwacyjnych ale i również przez detektory promieniowania, detektory ruchu oraz operatora zapisującego poszczególne fazy prowadzonych prac. Materiał jądrowy musi być magazynowany w obszarze wydzielonym. Przy przenoszeniu materiału z jednego budynku obiektu w tym obszarze do drugiego obowiązują te same zalecenia jak przy transporcie międzynarodowym. Szczególnie chronionymi pomieszczeniami wewnątrz budynku są magazyny materiałów jądrowych, do których dostęp jest dodatkowo utrudniony i kontrolowany przez patrole.

Drogi dojazdowe, (ograniczone do głównej i awaryjnej) muszą być chronione zespołem zapór fizycznych jak i stale monitorowane. Na terenie chronionym mogą być używane wyłącznie atestowane pojazdy.

Konstrukcja budynków w tym obszarze powinna utrudniać, a nawet uniemożliwiać dostęp do materiałów jądrowych w sposób niekontrolowany. Przykładem takiej konstrukcji może być budynek **reaktora** stanowiący jeden z najbardziej wrażliwych elementów elektrowni jądrowej ponieważ oprócz materiałów jądrowych znajdują się w nim wszystkie istotne elementy konieczne do niezawodnej pracy.

Nowy budynki, w którym umieszczony jest rdzeń reaktora, stanowi konstrukcję składającą się z podwójnych (prawie metrowych) ścian, wykonanych ze zbrojonego, wzmocnionego betonu (między ścianami jest wolna przestrzeń o szerokości około 2 m, stale monitorowana). Budynki takie są dodatkowo wzmocnione kilkucentymetrową ścianą stalową. Konstrukcja tej ściany przypomina konstrukcję okrętu. Wewnątrz tego budynku w stalowej i również kilkumetrowej zbrojonej betonowej obudowie umieszczony jest rdzeń reaktora. Przeprowadzone symulacje wykazały, że do zniszczenia takiej konstrukcji z zewnątrz potrzebny by był znaczny wybuch jądrowy.

Zasadniczym elementem zapewniającym bezpieczną pracę reaktora jest odprowadzanie z jego wnętrza ciepła, powstającego w wyniku reakcji jądrowych zachodzących w rdzeniu. Brak chłodzenia może spowodować stopienie rdzenia i trudno przewidywalne reakcje z obudową betonową, jak również uwolnienie ogromnej ilości gazów promieniotwórczych i toksycznych. Dlatego też oprócz systemu chłodzenia wykorzystywanego bezpośrednio do wytwarzania energii elektrycznej, w budynku reaktora umieszczane są systemy awaryjnego odprowadzania ciepła i wyłączania reaktora.

Konstrukcja budynku reaktora powinna wytrzymywać wysoką temperaturę i wysokie ciśnienie uwolnionych gazów i aerozoli przez kilka godzin, dni a nawet tygodni. Pozwala to usuwać stopniowo skutki awarii. Przewidywana jest również możliwość wieloletniego wyłączenia budynku z użytkowania przy zapewnieniu jego chłodzenia. Zatem, by atak terrorystyczny był skuteczny, należałoby spowodować awarię urządzeń wewnątrz budynku reaktora i poważnie uszkodzić sam budynek.

Dążąc do opracowania możliwie najlepszej konstrukcji budynku, w którym umieszcza się reaktor, przeprowadzono rozległe analizy dotychczasowych i przewidywanych awarii reaktorów jądrowych. Do najbardziej rozległych należą analizy przeprowadzone przez Nuclear Regulatory Commission (NRC opublikowane w dokumencie NUREG-0956 USA). Z analizy zabranych danych obejmującej 16 znanych awarii jądrowych wynika, że najgroźniejsze skutki awarii występują w razie utraty możliwości chłodzenia reaktora, braku zasilania sieciowego, pęknięcia rur systemu chłodzenia, awarii systemu chłodzenia awaryjnego, i niedostępności wnętrza budynku reaktora. Mimo zebrania dużej ilości informacji o awariach i opracowaniu wielu symulacji komputerowych istnieje jeszcze bardzo dużo niewiadomych czynników nie pozwalających dokładnie przewidzieć przebieg i zasięg awarii.

Na terenie całego wydzielonego obszaru muszą być rozmieszczone detektory promieniowania, detektory ruchu i inne detektory uruchamiające centralny system alarmowy obiektu. Alarmy powinny być dźwiękowe i świetlne przy czym kolor oraz natężenie dźwięku powinny informować o stopniu i rodzaju zagrożenia. Systemy alarmowe muszą uruchamiać centralny system alarmowy obiektu czynny przez całą dobę, ze szczególnym wzmocnieniem i częstszymi zmianami personelu poza godzinami pracy w obiekcie. Centrala systemu zabezpieczeń musi znajdować się na terenie obiektu. Niezależnie od automatycznych systemów alarmowych konieczne jest prowadzenie całodobowej służby patrolowej.

Wszelka łączność pomiędzy służbami ochronnymi obiektu musi być dublowana. Wszelkie plany zabezpieczeń, szkoleń, kontroli cząstkowych muszą być utajnione. Powinny być również przewidziane specjalne procedury i dodatkowe zabezpieczenia fizyczne uniemożliwiające niekontrolowane przemieszczanie materiału jądrowego w trakcie koniecznej ewakuacji obiektu (włączając w to ćwiczenia kontrolne).

Działanie całości systemu musi być kontrolowane minimum raz w roku.

ZALECENIA DLA SYSTEMU OCHRONY MATERIAŁÓW KATEGORII II

W systemie ochrony kategorii II na terenie obiektu jądrowego nie ma specjalnego wydzielonego obszaru składowania i używania materiału jądrowego.

Materiał jądrowy kategorii II może znajdować się, być używany i przechowywany na obszarze całego chronionego obiektu jądrowego. Dostęp do obiektu powinien być ograniczony do niezbędnego minimum i tylko dla osób posiadających odpowiednie uprawnienia. Większość zaleceń dotyczących systemów kontroli jest podobna do zaleceń dla materiałów kategorii I.

Podobnie jak w obszarze wydzielonym dla materiału kategorii I wszelkie wnoszone i wynoszone przedmioty jak również pojazdy opuszczające teren i wpuszczane na teren muszą być kontrolowane. Obszar wokół budynku jak również jego pomieszczenia muszą znajdować się pod stałą obserwacją urządzeń obserwacyjno – rejestrujących kontrolowanych jednocześnie i ciągle przez dwie osoby. Wszystkie pomieszczenia wewnętrzne, w których używane są materiały jądrowe, a nawet obszary niewykorzystywane bezpośrednio do pracy z materiałami jądrowymi powinny być obserwowane . Za bezpieczeństwo transportu materiału wewnątrz obiektu odpowiedzialne są jego służby wewnętrzne tzn. nie jest konieczne spełnienie wszystkich międzynarodowych warunków transportu. Wymagana jest rejestracja i obserwacja oraz zabezpieczenia fizyczne uniemożliwiające jego kradzież. Systemy kontroli np. karty z mikroprocesorami, klucze, zamki, hasła powinny być okresowo wymieniane. Transport musi być wykonywany przez odpowiednio przygotowany personel.

Obszar chroniony obiektu musi być ogrodzony i obserwowany również w nocy. Zewnętrzne ściany budynków obiektu posiadające wzmocnioną konstrukcję można również traktować jako rodzaj ogrodzenia. Wszelkie ogrodzenia muszą być wyposażone w detektory ruchu lub inne detektory sygnalizujące włamanie i uruchamiające centralny system alarmowy. Centrala systemu zabezpieczeń powinna znajdować się na terenie obiektu.

Systemy obserwacyjne muszą być stale kontrolowane przez dwuosobowy zespół.

ZALECENIA DLA SYSTEMU OCHRONY MATERIAŁÓW KATEGORII III

Ze względu na niski poziom promieniowania i niewielką ilość materiału jądrowego zalecenia dla systemu ochrony materiałów jądrowych kategorii III są najłagodniejsze. Odnoszą się głównie do ośrodków badawczych nie posiadających reaktorów doświadczalnych. Materiały te są najmniej atrakcyjne dla celów terrorystycznych. Materiał jądrowy III kategorii może być używany i magazynowany w obszarze, do którego dostęp jest ograniczony i kontrolowany. Przenoszenie materiału powinno być przeprowadzane z zachowaniem środków ostrożności wymaganych dla materiałów promieniotwórczych z uwzględnieniem ich ochrony fizycznej. Oczywiście powinna być prowadzona ewidencja materiałów oraz przygotowane procedury na wypadek kradzieży lub lokalnych skażeń terenu. Za bezpieczeństwo materiałów jądrowych kategorii III odpowiada służba ochrony obiektu.

SABOTAŻ

Przeciwdziałanie aktom sabotażowym powinno być dostosowane do indywidualnych cech obiektu jądrowego, tak aby uniknąć przede wszystkim narażenie personelu, ludności i środowiska na zagrożenie radioaktywne jak również przeciwdziałać zakłóceniom w funkcjonowaniu obiektu.

Obrona przed sabotażem wymaga opracowania złożonego systemu stanowiącego zespół środków elementów ochrony fizycznej (kategoryzację materiałów wraz ze związaną z nimi zaleceniami) i procedur (uwzględniających organizację służb ochrony obiektu i ich obowiązków) oraz specyfikę obiektu.

Szczególnie istotne jest przy opracowywaniu systemu stworzenie warunków weryfikacji zatrudnianego personelu. Najpowszechniej stosowana jest ścisła kontrola personelu i osób wizytujących (przede wszystkim zatrudnionych w strefie najbardziej wrażliwej) mających bezpośredni dostęp do materiałów jądrowych, przez wielokrotne i wielostopniowe sprawdzanie tożsamości (karty mikroprocesorowe, odciski palców i dłoni, potwierdzenie przez kamery obserwacyjno – rejestrujące) tak, że wprowadzenie zamachowca z zewnątrz wydaje się mało prawdopodobne. Mimo to taki wypadek zdarzył się w Afryce Południowej w elektrowni Pelindaba, w której przechowywany był wzbogacony uran z czasów, gdy w RPA próbowano zbudować broń jądrową. Zamachowcom udało się dotrzeć, najprawdopodobniej przy pomocy kogoś z personelu, do sterowni elektrowni. Sytuacja została szybko opanowana, lecz wykazało to niedoskonałość zabezpieczeń tej elektrowni i potwierdziło realność podobnego zamachu.

Ataki terrorystyczne w 2001 r. w Nowym Jorku wykazały łatwość dokonania zamachu na dowolne obiekty z zewnątrz. Dlatego też coraz częściej wprowadzane są zabezpieczenia uwzględniające możliwość dokonania takiego zamachu np. poprzez zniszczenie zapór fizycznych przez użycie pojazdów opancerzonych wypełnionych materiałami wybuchowymi lub podobnego ataku z powietrza, ewentualnie, jak w Japonii, ataku z morza, ze względu na rozmieszczenie obiektów jądrowych na brzegu. W tym ostatnim przypadku organizowane są specjalne patrole morskie. Państwo powinno zapewnić bezpieczeństwo nad obszarem powietrznym w pobliżu wszelkich obiektów jądrowych.

Istotnym utrudnieniem przygotowania zamachu jądrowego jest poprawiająca się ochrona, nawet najbardziej zaniedbanych pod tym względem ośrodków stosujących dawne technologie.

Innym elementem zwiększenia bezpieczeństwa jest rozszerzenie współpracy międzynarodowej w tym zakresie. Wprowadzenie jednolitych procedur, przepisów dotyczących różnych form współpracy pomiędzy sąsiadującymi krajami, wzajemne kontrole jak i kontrole międzynarodowe np. w ramach NPT znacznie zmniejszają ryzyko utraty kontroli nad materiałem jądrowym.

Ocena realnych szans możliwości przeprowadzenia jądrowego ataku terrorystycznego przez zorganizowane grupy przestępcze jest bardzo trudna. Jednakże takie badania symulacyjne są prowadzone i wg prognoz ekspertów amerykańskich prawdopodobieństwo zamachu wynosi około 50 % w ciągu najbliższych 10 lat. Przeprowadzone analizy przy pomocy modeli komputerowych uwzględniających różne scenariusze w tym nawet możliwość ataku jądrowego na Manhattan w Nowym Jorku przy użyciu bomby jądrowej dały wynik znacznie mniejszy niż 29 %. Oczywiście wszelkie takie przewidywania obarczone są znacznym błędem ze względu na brak aktualnych pewnych danych dotyczących rozwoju sytuacji w niedalekiej przyszłości. Dlatego nawet przy bardzo optymistycznej ocenie, wynoszącej 1% że może w ciągu najbliższych 10 lat nastąpić zamach jądrowy, nie można zaniedbywać żadnych działań zabezpieczających.

Wszystkie obiekty jądrowe powinny być pod szczególnym nadzorem państw przy pełnej i szerokiej współpracy międzynarodowej. Jest to szczególnie istotne w przypadku Stanów Zjednoczonych i Rosji posiadających 95 % światowych zapasów broni jądrowej oraz więcej niż 80% światowych zapasów materiałów jądrowych gotowych do wytwarzania takiej broni. Jednym z elementów znacznie utrudniających nielegalną budowę broni jądrowej jest zalecenie by (nawet w pracach badawczych) używać nisko wzbogaconego uranu i eliminować użycie plutonu.

Fizyczna ochrona obiektu powinna uniemożliwiać lub utrudniać (opóźniać) dostęp do materiału jądrowego przy użyciu wszystkich dostępnych środków. Powinny być one zbliżone do sposobów ochrony materiałów kategorii I z uwzględnieniem wszelkich warunków lokalnych.

Przy projektowaniu obiektów jądrowe uwzględnia się także wszystkie spodziewane ewentualne zjawiska naturalne, które mogły by zakłócić jego normalną pracę np. drastyczne, nagłe podwyższenie temperatur, silne wiatry - huragany, powodzie, opady, trzęsienia ziemi itp. Zapobiega to również zniszczeniu obiektu w wyniku przeprowadz**o**nego w jego pobliżu wybuchu.

Odrębnym, bardzo złożonym problemem jest zapewnienie bezpieczeństwa transportu materiałów jądrowych w szczególności wypalonego paliwa przewożonego z elektrowni do zakładów przerobu. Zagadnienie to jest szczególnie ważne gdy wypalone paliwo jest transportowane do innego kraju, a transport musi odbywać się drogą morską .Inne, również złożone, problemy powstają przy transporcie kolejowym lub samochodowym. Wprawdzie kontenery służące do przewozu paliwa są niezwykle wytrzymałe i ich zniszczenie jest bardzo trudne ale powstaje ryzyko zbrojnego napadu na transport i związane z nim niebezpieczeństwa. Także w tym przypadku niezwykle istotna jest współpraca międzynarodowa.

Literatura

[1] D. Fisher, *History of the IAEA*, The First Forty Years

[2] B. Pellaud, IAEA Safeguards and Challenges

[3] IAEA.org/OurWorkSV/Safeguards, The Safeguards System of the International Atomic Energy Agency

[4] INIFCIRC/225/Rew.4/ with preface of M. Elbaradei

[5] IAEA Safeguards Glossary 2001

[6] K. Rzymkowski, *Międzynarodowy System Zabezpieczeń przed rozprzestrzenianiem się broni jądrowej*, Safeguards PTJ 2007

[7] K. Rzymkowski, *Zabezpieczenie materiału jądrowego przed działaniem terrorystycznym*, PTJ 2008

[8] K. Rzymkowski, *Narażenie elektrowni jądrowych na ataki terrorystyczne*, ENEX Nowa energia 2009

[9] Nuclear Development Corporation (NDC) Japan 2000

[10] Technical guidance IAEA Nuclear security Series No4.Engineering Safety Aspects of Nuclear Power Plants Against Sabotage

[11] Annual Report GOV/2006/46-GC(50)/13 Nuclear Security – Measures to Protect Against Nuclear Terrorism

[12] IAEA-TECDOC-967(Rev1) Guidance and Considerations for Implementation of INFCIR/225/Rev4

[13] K. Rzymkowski, *Zabezpieczenia materiału jądrowego elektrowni przed działaniem terrorystycznym*, ENEX Międzynarodowe Targi Energetyki Kielce 2008

[14] G.L. Pollack, *Severe Accidents and Terrorist Threats AT Nuclear Reactors* www.nci.or

[15] M. Bunn, *The Risk of Nuclear Terrorism-and next steps to reduce the danger*. Committee on Homeland Security and Governmental Affairs UN Senate 2 April 2008

[16] C. Behrens, *Holt Mark Nuclear Power Plants Vulnerability to Terrorism Attack*, CRS Report for Congress 4 February 2005

[17] E.S. Lyman, P. Leventhal, *Radiological Sabotage at Nuclear Power Plants: moving target set.* Nuclear Control Institute Washington 2008

LOKALIZACJA ELEKTROWNI JĄDROWYCH W POLSCE

Władysław Kiełbasa
HYDROENERGO, Wejherowo

1. ZALECENIA MAEA DOTYCZĄCE LOKALIZACJI EJ

Zalecenia Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) dot. lokalizacji elektrowni jądrowych (ogólniej instalacji jądrowych) zawarte są w zbiorze standardów bezpieczeństwa, obszar tematyczny – ocena lokalizacji: **IAEA Safety Standards - Site evaluation.**

Na zestaw dokumentów MAEA dot. lokalizacji (podobnie jak w innych obszarach tematycznych) składają się:

Dokument podstawowy – wymagania bezpieczeństwa (*safety requirements*): Site Evaluation for Nuclear Installations. Safety Requirements. No. NS-R-3 (Ocena lokalizacji dla instalacji jądrowych), oraz
Zbiór wytycznych bezpieczeństwa (*safety guides*), wyspecyfikowanych poniżej:

- **External Human Induced Events in Site Evaluation for Nuclear Power Plants,** Safety Guide No. NS-G-3.1 (Zdarzenia zewnętrzne wywołane działalnością ludzką w ocenie lokalizacji dla elektrowni jądrowych);
- **Dispersion of Radioactive Material in Air and Water and Consideration of Population Distribution in Site Evaluation for Nuclear Power Plants.** Safety Guide No. NS-G-3.2 (Rozpraszanie materiałów radioaktywnych w powietrzu i wodzie oraz uwzględnianie rozkładu zaludnienia w ocenie lokalizacji dla elektrowni jądrowych);
- **Evaluation of Seismic Hazards for Nuclear Power Plants.** Safety Guide **N**o. NS-G-3.3 (Ocena zagrożeń sejsmicznych dla elektrowni jądrowych);
- **Meteorological Events in Site Evaluation for Nuclear Power Plants.** Safety Guide **N**o. NS-G-3.4 (Zdarzenia meteorologiczne w ocenie lokalizacji dla elektrowni jądrowych);
- **Flood Hazard for Nuclear Power Plants on Coastal and River Sites.** Safety Guide No. NS-G-3.5 (Zagrożenia powodziowe dla elektrowni jądrowych na lokalizacjach nadmorskich i nadrzecznych);
- **Geotechnical Aspects of Site Evaluation and Foundations for Nuclear Power Plants.** Safety Guide No. NS-G-3.6 (Aspekty geotechniczne oceny lokalizacji i posadowienia dla elektrowni jądrowych).

Dokumenty MAEA określają zakres i metodologię badań i ocen lokalizacji elektrowni jądrowych (EJ) – jedynie w aspektach dotyczących bezpieczeństwa (potencjalnych zagrożeń) – nie zawierają jednak żadnych kryteriów ilościowych. Kryteria ilościowe wyboru lokalizacji EJ powinny bowiem zostać ustalone w odpowiednich przepisach krajowych. Tym niemniej zalecenia MAEA stanowią wartościowy materiał referencyjny, który z pewnością będzie bardzo przydatny przy formułowaniu krajowych wymagań oraz programowaniu i prowadzeniu prac w zakresie badań i ocen lokalizacji.

Jak wspomniano powyżej, dokumenty MAEA odnoszą się tylko do aspektów bezpieczeństwa, a więc nie obejmują one wszystkich aspektów optymalnego wyboru i oceny przydatności lokalizacji, w szczególności takich jak: dostępność i wystarczalność zasobów wód dla potrzeb chłodzenia oraz bytowych EJ (warunki hydrologiczne – zasoby wód powierzchniowych, warunki hydrogeologiczne – zasoby wód podziemnych), wpływ na akweny, wystarczalność terenu, umiejscowienie w krajowym

systemie elektroenergetycznym (KSE) oraz warunki niezawodnego wyprowadzenia mocy i rezerwowego zasilania potrzeb własnych, infrastruktura transportowa i transport ładunków ponadnormatywnych, wpływ na region (aspekty gospodarcze i społeczne), ograniczenia związane z ochroną przyrody, itp. Spośród ww. aspektów szczególnie ważnymi i limitującymi możliwości lokalizacji EJ są: dostępność wystarczających zasobów wód dla potrzeb chłodzenia, oraz umiejscowienie i powiązanie elektrowni z KSE.

Dokument podstawowy – wymagania bezpieczeństwa: Site Evaluation for Nuclear Installations. Safety Requirements. No. NS-R-3, zaleca przeanalizowanie 3-ch następujących aspektów lokalizacji EJ:

- Wpływ na EJ zdarzeń zewnętrznych (naturalnych lub spowodowanych przez człowieka) mogących wystąpić w regionie lokalizacji;
- Charakterystyki lokalizacji i jej środowiska, które mogą wpływać na przenoszenie materiałów radioaktywnych do osób i środowiska;
- Gęstość i rozkład zaludnienia i inne charakterystyki strefy zewnętrznej, mogące mieć wpływ na działania ochronne (w razie awarii) i ocenę ryzyka dla osób i populacji.

Wg dokumentu NS-R-3, ocena zdarzeń zewnętrznych, powinna obejmować następujące rodzaje potencjalnych zagrożeń:

A. Zagrożenia sejsmo-tektoniczne

- Trzęsienia ziemi – analiza sejsmiczność regionu.
- Tektonika – uwzględnienie wpływu aktywnych uskoków tektonicznych w regionie lokalizacji.

B. Zjawiska meteorologiczne

- Ekstremalne wartości zjawisk meteorologicznych (temperatura, prędkość wiatru, wielkości opadów atmosferycznych).
- Rzadkie zdarzenia meteorologiczne: wyładowania atmosferyczne, trąby powietrzne.

C. Powodzie

- Powodzie spowodowane opadami lub innymi przyczynami.
- Fale wodne wywołane trzęsieniami ziemi lub innymi zjawiskami geologicznymi.
- Fale wodne wywołane uszkodzeniami budowli hydrotechnicznych.

D. Zagrożenia geotechniczne

- Niestabilność zbocza.
- Zapadanie, osiadanie lub wypiętrzanie się powierzchni terenu.
- Upłynnienie gruntu.
- Zachowanie się materiałów podłoża.

E. Zdarzenia wywołane przez człowieka

- Uderzenia samolotu.
- Wybuchy chemiczne.
- Inne zdarzenia: uwolnienia substancji palnych, wybuchowych, trujących, itp., generacja odłamków, możliwość zapchania wlotów powietrza lub ujęć wody.

Natomiast, charakterystyki lokalizacji i analizy potencjalnego wpływu EJ na region, powinny obejmować:

A. Rozprzestrzenianie się materiałów radioaktywnych w:

- atmosferze
- wodach powierzchniowych i podziemnych

B. Rozkład zaludnienia

C. Wykorzystanie terenu i wód w regionie

D. Radioaktywność otoczenia.

2. KRYTERIA WYKLUCZAJĄCE LOKALIZACJĘ ELEKTROWNI JĄDROWEJ OBOWIĄZUJĄCE W POLSCE PRZED 1990 ROKIEM

W Wytycznych Nr 2/84 z dnia 5.10.1984 r. Pełnomocnika Prezesa PAA ds. Bezpieczeństwa Jądrowego w sprawie lokalizacji siłowni jądrowych, ustalono, że lokalizacja EJ jest niedopuszczalna:

- na terenach, na których występują zjawiska niestabilności terenu (zapadanie się, osiadanie lub wypiętrzanie powierzchni ziemi, niestabilność stoków) z przyczyn naturalnych lub spowodowanych działalnością ludzką;
- na obszarach o sejsmiczności przekraczającej VII stopni w skali MSK-64 (obecnie EMS-98);
- na obszarach występowania zagrożeń powodziowych (o ile nie zostały zastosowane odpowiednie techniczne środków zaradcze);
- w strefach występowania zagrożeń wybuchem, pożarowych lub uderzenia samolotu;
- na obszarach gdzie gęstość zaludnienia w kole o promieniu 15 km zakreślonym z miejsca lokalizacji przewyższa dwukrotnie średnią krajową, lub w jakimkolwiek wycinku tego koła o kącie 60° przekracza trzykrotnie średnią krajową;
- w odległości mniejsza niż 25 km od miast o liczbie ludności ponad 300 tys., lub mniejszej niż 40 km od miast liczbie ludności ponad 1 milion;
- na terenie parków narodowych i rezerwatów przyrody.

3. AKTUALNIE OBOWIĄZUJĄCE W POLSCE PRZEPISY LOKALIZACJI OBIEKTÓW JĄDROWYCH

Obecnie nie obowiązują już Wytyczne Nr 2/84 z dnia 5.10.1984 r. Pełnomocnika Prezesa PAA ds. Bezpieczeństwa Jądrowego w sprawie lokalizacji siłowni jądrowych.

Należy przy tym mieć także na uwadze, że przepisy ww. wytycznych odnosiły się do EJ wyposażonych w reaktory II generacji, o poziomie technologicznym z początku lat 80-tych ub. wieku.

Obecnie reaktory III generacji zapewniają o wiele większe bezpieczeństwo jądrowe, minimalizując skutki radiologiczne nawet skrajnie mało-prawdopodobnych ciężkich awarii ponadprojektowych, dzięki czemu wymagania co do wielkości strefy ograniczonego użytkowania wokół EJ oraz dopuszczalnej odległości do dużych skupisk ludności mogą i powinny zostać znacznie złagodzone.

Aktualnie obowiązujące w Polsce wymagania dotyczące lokalizacji obiektów jądrowych, do których zalicza się m.in. także EJ, zawarte są jedynie w następujących dwóch dokumentach:

1. Ustawa z dnia 29.11.2000 r. Prawo atomowe, z późn. zm. (tekst jednolity: Dz. U. 2007 Nr 42, poz. 276);

2. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30.12.2002 r. w sprawie szczegółowych zasad tworzenia obszaru ograniczonego użytkowania wokół obiektu jądrowego ze wskazaniem ograniczeń w jego użytkowaniu (Dz. U. 2002, Nr 241, poz. 2094) – jest to jeden z aktów wykonawczych do Prawa atomowego.

W szczególności, przepisy art. 36 **Prawa atomowego** wymagają pozytywnego zaopiniowania przez Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu przeznaczonego pod budowę obiektu jądrowego, lub uzgodnienia z Prezesem Agencji projektu planu zagospodarowania przestrzennego, na którym umieszczony został obiekt jądrowy:

Art. 36.

1. Organ właściwy do wydania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu przeznaczonego pod budowę obiektu jądrowego na podstawie przepisów ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. Nr 80, poz. 717, z późn. zm.[3)]) wydaje tę decyzję po uzyskaniu pozytywnej opinii Prezesa Agencji w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej.
2. W przypadku gdy obiekt jądrowy został umieszczony w projekcie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, projekt planu wymaga uzgodnienia z Prezesem Agencji w trybie określonym w ustawie, o której mowa w ust. 1.

Natomiast, art. 38 Prawa atomowego dotyczy tworzenia obszaru ograniczonego użytkowania terenu wokół obiektu jądrowego, stosownie do wymagań Prawa ochrony środowiska:

Art. 38.

1. Wokół obiektu jądrowego wojewoda tworzy obszar ograniczonego użytkowania, o którym mowa w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2006 r. Nr 129, poz. 902, z późn. zm.[3)]).
2. Minister właściwy do spraw środowiska, po zasięgnięciu opinii Prezesa Agencji, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady tworzenia obszaru ograniczonego użytkowania wokół obiektu jądrowego ze wskazaniem ograniczeń w jego użytkowaniu, uwzględniając w szczególności charakterystykę i warunki lokalizacji obiektu jądrowego, możliwe sytuacje awaryjne oraz rozkład dawek promieniowania jonizującego dla różnych odległości od obiektu.
3. W sprawach dotyczących naprawienia szkód powstałych w wyniku utworzenia obszaru ograniczonego użytkowania stosuje się przepisy ustawy, o której mowa w ust. 1.

Z kolei, ww. **Rozporządzenie Ministra Środowiska** z dnia 30.12.2002 r. zawiera m.in. następujące wymagania i zastrzeżenia dot. obszaru ograniczonego użytkowania wokół obiektu jądrowego:

„§ 1. Obszar ograniczonego użytkowania wokół obiektu jądrowego tworzy się w ten sposób, aby na zewnątrz tego obszaru roczna dawka skuteczna (efektywna) od wszystkich dróg narażenia nie przekraczała wartości 0,3 milisiwerta (mSv)."

„§ 4. Na obszarze ograniczonego użytkowania nie jest dopuszczalne:

1. wznoszenie budynków mieszkalnych i innych obiektów przeznaczonych na stały pobyt ludzi oraz obiektów użyteczności publicznej;

2. prowadzenie upraw przeznaczonych do spożycia lub wypasu;
3. prowadzenie działalności gospodarczej niezwiązanej z działalnością obiektu jądrowego;
4. w sytuacji zdarzenia radiacyjnego, którego zasięg skutków może przekroczyć granice terenu obiektu jądrowego - wstęp na obszar ograniczonego użytkowania osób niebiorących udziału w działaniach mających na celu likwidację zagrożenia lub usunięcie skutków zdarzenia radiacyjnego.".

Aktualnie obowiązujące polskie przepisy nie są wystarczające i odpowiednie do wyboru lokalizacji dla elektrowni jądrowych, gdyż brak jest:

- kompleksowych, szczegółowych kryteriów jakościowych i ilościowych jakim odpowiadać powinna lokalizacja EJ (takich jak np. amerykański przepis: 10CFR100 – Reactor Site Criteria), oraz
- wytycznych dot. metodologii wyboru i oceny lokalizacji.

4. POTENCJALNE LOKALIZACJE EJ – WYBRANE DO 1990 ROKU

Na podstawie wieloletnich[1] studiów lokalizacyjnych oraz badań i analiz prowadzonych lub koordynowanych przez BSiPE „Energoprojekt" Warszawa wybrano następujących 8 lokalizacji dla EJ:

5. **Żarnowiec** – płn. część woj. pomorskiego, na płd.-wsch. brzegu Jeziora Żarnowieckiego, ok. 18 km od Wejherowa, 21 km od Pucka, 10 km od Bałtyku, 40 km od Gdyni i 60 km od Gdańska;
6. **Warta-Klempicz** – płn. część woj. wielkopolskiego na skraju Puszczy Noteckiej, pomiędzy Poznaniem a Piłą (ok. od tych miast);
7. **Kopań** – płn.-wsch. część woj. zachodnio-pomorskiego, pomiędzy jeziorami Kopań i Wicko, ok. 10 km od Darłowa;
8. **Nowe Miasto** – płn. część woj. mazowieckiego, ok. 22 km od Ciechanowa i Płońska;
9. **Wyszków** – płn.-wsch. część woj. mazowieckiego, ok. 10 km od Wyszkowa i Tłuszcza;
10. **Chotcza** – płd. część woj. mazowieckiego, ok. 25 km od Puław;
11. **Gościeradów** – płd.-zach. część woj. lubelskiego, ok. 20 km od Kraśnika i Sandomierza;
12. **Małkinia** – płn.-wsch. część woj. mazowieckiego, ok. 2 km od rzeki Bug i 10 km od Małkini.

Spośród ww. lokalizacji, jedynie dla dwóch pierwszych: „Żarnowiec" oraz „Warta-Klempicz", wykonano pełen zakres pomiarów, badań i analiz lokalizacyjnych, oraz przeprowadzono całą procedurę zatwierdzania lokalizacji zgodnie ówcześnie (tj. w latach 70-tych i 80-tych ub. wieku) obowiązującymi przepisami: lokalizacja „Żarnowiec" została ustalona decyzjami Komisji Planowania przy RM z dnia 19.12.1972 r. oraz 25.06.1979 r. (aktualizacja decyzji z 1972 r.), zaś lokalizacja „Warta-Klempicz" decyzją tejże Komisji Planowania z dnia 5.06.1987 r.

Budowa EJ „Żarnowiec" (4x464 MWe) została rozpoczęta na mocy uchwały Nr 10/82 Rady Ministrów PRL, z dnia 18.01.1982 r. Roboty ziemne rozpoczęto w kwietniu 1982 r., a dn. 11.11.1985 r. Inwestor otrzymał zezwolenie Prezesa PAA na budowę I etapu elektrowni (2x465 MWe), z punktu widzenia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, zaś dn. 10.12.1985 r.: rozpoczęto betonowanie płyty fundamentowej płyty fundamentowej budynku reaktorów I-go i II-go bloku. Budowa elektrowni została zaniechana przy ok. 40% zaawansowaniu I etapu – na mocy uchwały Rządu RP z dnia 4.09.1990 r., zaś niedokończone obiekty główne zostały porzucone (i - po wyłączeniu odwodnień – częściowo zatopione), zasadniczo bez rozbiórki – jeśli nie liczyć

[1] Prace studialne zmierzające do wyboru lokalizacji dla 1-szej EJ rozpoczęto już w połowie lat 60-tych, studia i badania lokalizacyjne kontynuowano do roku 1990 r.

zezłomowania elementów metalanowych, które można było stosunkowo łatwo wymontować lub wyciąć (jak: drzwi osłonowe lub wykładziny stalowe).

Natomiast, na terenie lokalizacji EJ „Warta" w latach 1988-1989 wykonano prace przygotowawcze (wstępne roboty ziemne - przygotowanie terenu, rozpoczęto budowę zaplecza socjalnego budowy). Ostatecznie jednak odstąpiono od realizacji tej budowy, na mocy uchwały Rządu PRL z dnia 22.04.1989 r.

Pozostałe 6 lokalizacji zostały rozpoznane wstępnie – w zakresie niezbędnym do przygotowania wniosku o wskazania lokalizacyjne (zgodnie z procedurą obowiązującą w latach 80-tych ub. wieku).

Poszukiwania innych potencjalnych lokalizacji EJ powinny obejmować:

- Rejony:
  - nad dolną Wisłą,
  - na północ i północny wschód od Warszawy,
  - na północ od Lublina,
  - nad Wartą
- Lokalizacje istniejących dużych elektrowni cieplnych, które mogą być atrakcyjne ze względu na istniejącą tam infrastrukturę, uwzględniając wyczerpujące się zasoby węgla (zwłaszcza lokalnych , aktualnie eksploatowanych złóż węgla brunatnego) oraz wysokie koszty związane z emisjami:
  - na węglu brunatnym (Bełchatów, PAK – zwłaszcza Konin)
  - na węglu kamiennym (Kozienice, Dolna Odra).

Należy tu podkreślić szczególne znaczenie dwóch podstawowych uwarunkowań, które należą do czynników najbardziej determinujących i limitujących wybór lokalizacji EJ:

- dostępność wystarczających zasobów wody dla potrzeb chłodzenia;
- właściwe umiejscowienie i odpowiednio mocne powiązanie elektrowni z krajowym systemem elektroenergetycznym (KSE), gwarantujące niezawodne wyprowadzenie mocy oraz zasilanie rezerwowe jej potrzeb własnych.

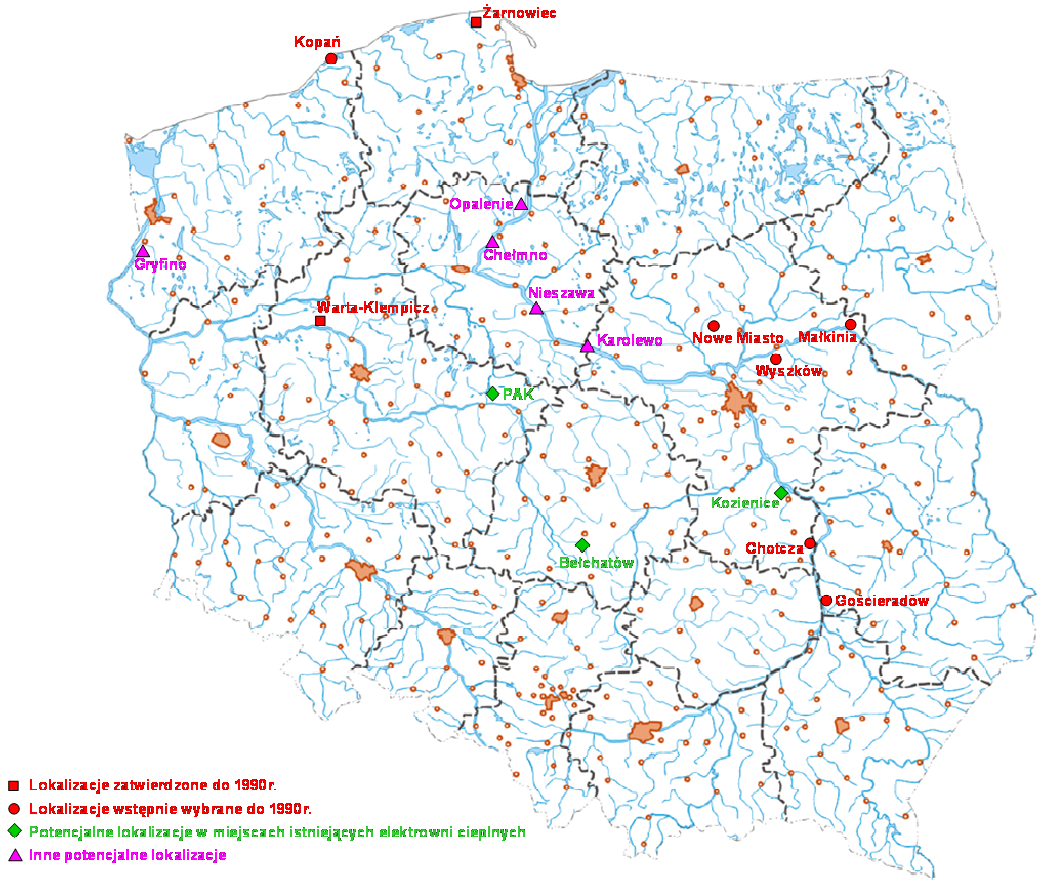
Do chłodzenia jądrowych bloków energetycznych, których moce elektryczne przekraczają 1000 MW, trzeba dysponować znacznymi zasobami wodnymi. Np. natężenie przepływu wody w obiegach chłodzenia bloków z reaktorami EPR i AP1000 wynosi ok. 69 m^3/s i 55 m^3/s, a straty bezzwrotne wody – z zamkniętego układu chłodzenia z mokrą chłodnią kominową o ciągu naturalnym – są rzędu 1 m^3/s (zmieniają się one zależnie od mocy oraz warunków atmosferycznych – pory roku). Dlatego odpowiednie zasoby wodne dostępne są jedynie w środkowym lub dolnym biegu największych polskich rzek, w północnych i wschodnich regionach kraju: Wisły, Odry, Warty, Bugu, Narwi i Wieprza, oraz dużych zbiorników wodnych (Morze Bałtyckie, duże jeziora lub sztuczne zbiorniki wodne – istniejące lub planowane). Przy tym – mając na uwadze ograniczenia wynikające z aktualnych przepisów[2], a zwłaszcza restrykcyjne podejście organów odpowiedzialnych za ochronę środowiska w urzędach marszałkowskich – w praktyce może okazać się niemożliwe zastosowanie otwartych obiegów chłodzenia, nie tylko przy wykorzystaniu jezior, ale nawet w dolnym biegu Wisły lub Odry.

Bardzo ważne jest także wybranie optymalnego miejsca lokalizacji EJ w KSE oraz zapewnienie niezawodnego wyprowadzania mocy i zasilania potrzeb własnych w stanach normalnej eksploatacji, oraz przy zakłóceniach i awariach – nie tylko w EJ ale także w KSE. Konieczne jest wykonanie

[2] Ustawa Prawo wodne (art. 39, ust. 2, pkt 3) dopuszcza wprowadzanie do jezior oraz ich dopływów wód chłodniczych o temperaturze ≤ 26°C. Natomiast Rozporządzenie Ministra Środowiska z dn. 24.07.2006r. w sprawie warunków jakie należy spełnić przy wprowadzaniu ścieków do wód lub do ziemi… (§ 18, ust. 1) dopuszcza wprowadzanie do wód lub do ziemi wód chłodniczych o temperaturze ≤ 35°C.

odpowiednich symulacyjnych analiz współpracy EJ (przyłączonej w konkretnym miejscu KSE) z systemem elektroenergetycznym.

Na poniższej mapce pokazano potencjalne lokalizacje EJ w Polsce, zarówno te wybrane przed 1990 r. jak i dodatkowe postulowane. Należy jednak traktować to jako jedynie informację wstępną i orientacyjną – gdyż nie zostały jeszcze wznowione studia lokalizacyjne dla EJ w szerszej skali.



Rys. 1. Potencjalne lokalizacje elektrowni jądrowych w Polsce.

W dalszej części referatu zwięźle opisano dwie potencjalne lokalizacje zatwierdzone przed 1990.r., które nadal pozostają jednymi z najbardziej atrakcyjnych lokalizacji dla EJ w Polsce, tj.: „Żarnowiec” i „Warta-Klempicz”.

5. LOKALIZACJA „ŻARNOWIEC”

Teren **byłej budowy EJ „Żarnowiec”** (4x465 MWe, z reaktorami WWER-440/W-213), o łącznej powierzchni ok. 180 ha, zlokalizowany jest w woj. pomorskim, w powiatach puckim i wejherowskim, na terenie gmin Krokowa (głównie) i Gniewino, przeważnie na gruntach (obecnie przesiedlonej) wsi Kartoszyno, na południowo-wschodnim brzegu Jeziora Żarnowieckiego, w odległości ok. 10 km do brzegu Morza Bałtyckiego (Rys. 2). Teren lokalizacji ograniczony jest od zachodu Jeziorem Żarnowieckim, a od wschodu zalesionymi wzgórzami o wysokości dochodzącej do ok. 100 m n.p.m. Posiada on budowę geologiczną tarasową i stanowi fragment przybrzeżnej części skłonu wysoczyzny morenowej przechodzącej w szeroką dolinę rzeki Piaśnicy.

Rys. 2. Geograficzne położenie lokalizacji „Żarnowiec”.

Źródłem wody chłodzącej jest Jezioro Żarnowieckie – dla budowanej w latach 80-tych EJ „Żarnowiec” zaprojektowano otwarty układ chłodzenia wspomagany chłodnią rozbryzgową (w okresie gorącego lata, przy pracy 4-ch bloków).

Przez Jezioro Żarnowieckiego przepływa – od południowego wschodu ku północy - rzeka Piaśnica, wpadająca do Morza Bałtyckiego. Innym głównym dopływem powierzchniowym, oprócz Piaśnicy, jest rzeka Bychowska Struga dopływająca do północno-zachodniego brzegu jeziora.

U południowo-zachodniego brzegu jeziora zlokalizowane są obiekty **Elektrowni Szczytowo-Pompowej „Żarnowiec”** (ESP „Żarnowiec”): kanał odpływowy i budynek siłowni. Zbiornik górny (sztuczna budowla hydrotechniczna) tej elektrowni położony jest na wysoczyźnie niedaleko wsi Gniewino i połączony jest z siłownią czterema stalowymi rurociągami derywacyjnymi.

Wyprowadzenie mocy możliwe jest za pośrednictwem istniejącej **stacji elektroenergetycznej 400/110 kV „Żarnowiec”**, zrealizowanej wraz z budową Elektrowni Szczytowo-Pompowej „Żarnowiec” i zaprojektowanej z myślą o przyłączeniu elektrowni jądrowej (stacja „Żarnowiec” posiada 4 rezerwowe pola umożliwiające przyłączenie nowych bloków energetycznych).

Na poniższych zdjęciach satelitarnych widać: cały teren byłej budowy EJ „Żarnowiec”, wraz z (bardzo rozbudowanymi) zapleczami – Rys. 3, oraz rejon głównych obiektów elektrowni (budynki reaktorów, maszynowni i pompowni wody chłodzącej I etapu, budynek gospodarki odpadami promieniotwórczymi, kanał doprowadzający wodę chłodzącą, oraz wykopów pod obiekty II etapu: budynek reaktorów i pompowni wody chłodzącej) – Rys. 4.

Natomiast zdjęcia ilustrują aktualny stan porzuconych obiektów głównych byłej EJ „Żarnowiec” w budowie.

Rys. 3. Teren byłej budowy EJ „Żarnowiec” (z rejonami zaplecza).

Rys. 4. Rejon głównych obiektów byłej EJ „Żarnowiec" w budowie.

Rys. 5. Rejon głównych obiektów byłej EJ „Żarnowiec" w budowie – na pierwszym planie budynek reaktorów, dalej maszynownie i centralna pompownia wody chłodzącej (autor zdjęcia: Michał Kotas, zaczerpnięto z: http://www.atom.edu.pl*).*

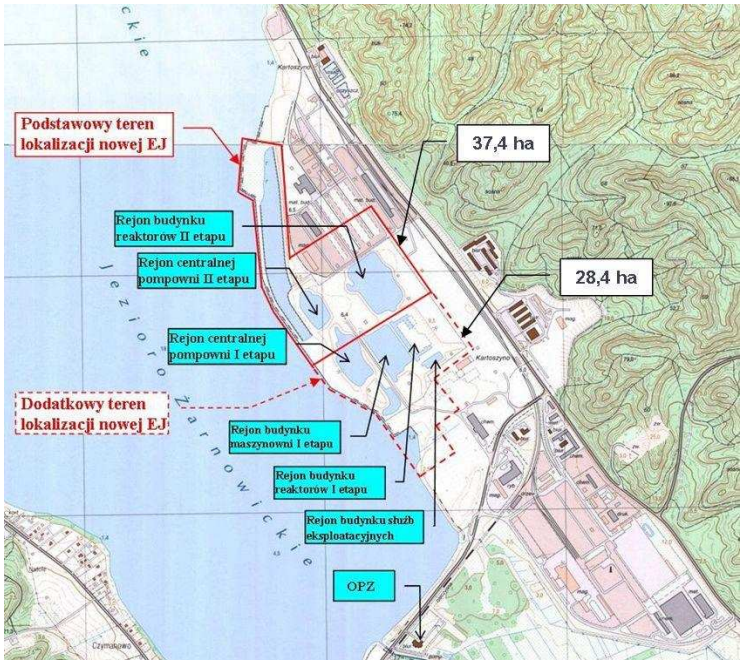
Rys. 6. Rejon głównych obiektów byłej EJ „Żarnowiec" w budowie – na pierwszym planie budynek gospodarki odpadami promieniotwórczymi dalej budynek reaktorów.

Rys. 7. Widok na budynki reaktorów i maszynowni EJ „Żarnowiec" od strony południowej.

5.1. Warunki lokalizacji nowej EJ „Żarnowiec"

Zlokalizowanie nowej EJ możliwe jest w północnej części terenu byłej budowy EJ „Żarnowiec" (EJ"Ż") – na północ od porzuconych obiektów głównych I etapu EJ"Ż" dostępny jest dostatecznie rozległy, niezagospodarowany teren, gdzie można posadowić budynki główne nowej elektrowni. Ponadto, pod obiekty pomocnicze nowej EJ wykorzystać można także teren zajmowany przez niedokończone obiekty I etapu EJ"Ż" – po wykonaniu niezbędnych robót wyburzeniowych (przynajmniej do poziomu terenu).

Na poniższej mapce (Rys. 8) pokazano postulowany zasięg terenu lokalizacji nowej EJ „Żarnowiec".



Rys. 8. Postulowany teren lokalizacji nowej EJ „Żarnowiec”.

Teren „podstawowy” obejmuje rejon wykopów pod obiekty główne II etapu EJ”Ż” oraz dodatkowy obszar położony na północ od tych wykopów, natomiast teren „dodatkowy” obejmuje rejon budowy I etapu EJ”Ż”, wraz z zrzutem wód chłodniczych. W razie potrzeby obszar działki nowej EJ jeszcze można rozszerzyć w kierunku północnym.

Na zdjęciu (Rys. 9) widać fragment terenu „podstawowego” lokalizacji nowej EJ, niedaleko od wykopu pod budynek reaktorów II etapu byłej EJ”Ż’.

Rys. 9. Fragment terenu potencjalnej lokalizacji nowej EJ „Żarnowiec”.

Możliwości chłodnicze jeziora limituje pojemność warstwy retencyjnej wody, jaką można zgromadzić w ciągu mokrego sezonu roku i wyparować (straty bezzwrotne). Objętość tej warstwy retencyjnej wynosi 29,3 mln m^3, co odpowiada zakresowi zmian rzędnej lustra wody w granicach od 0,70 do 2,75 m n.p.m. Natomiast dla ew. chłodzenia w układzie otwartym bardzo restrykcyjnym ograniczeniem jest max dopuszczalna temperatura wód chłodniczych odprowadzanych do jeziora, która zgodnie z przepisami Prawa wodnego nie może przekraczać 26°C – co praktycznie uniemożliwia zastosowania otwartego układu chłodzenia.

Ze wstępnych analiz wynika, że zasoby wodne Jeziora Żarnowieckiego pozwalają na chłodzenie jednego dużego jądrowego bloku energetycznego (np. z reaktorem EPR, lub AP1000) – przy zastosowaniu zamkniętego układu chłodzenia z mokrą chłodnią kominową o ciągu naturalnym. Ewentualne zastosowanie układu z mokro-suchymi chłodniami hybrydowymi o ciągu wspomaganym wentylatorami, z których straty bezzwrotne wody są co najmniej 4-krotnie mniejsze niż z chłodni mokrych o ciągu naturalnym, eliminowałoby ograniczenia hydrologiczne, lecz wiązałoby się ze znacząco zwiększonym zużyciem energii na potrzeby własne, pobieranej przez wentylatory chłodni. Ponadto, trzeba mieć też na uwadze, że chłodnie kominowe potrzebują znacznego terenu, porównywalnego z obszarem zajmowanym przez budynki główne elektrowni.

Wybór optymalnego rozwiązania układu chłodzenia ma więc w przypadku lokalizacji „Żarnowiec" znaczenie kluczowe. Wymagać on będzie przeprowadzenia odpowiedniej analizy optymalizacyjnej, z uwzględnieniem wielkości potencjalnie dostępnego terenu, i ew. również opcji wykorzystania wody morskiej. W wyniku takiej analizy zostanie określona liczba bloków energetycznych, z reaktorami określonych typów i o określonej opcji rozwiązania układu chłodzenia, możliwych do zlokalizowania w tej lokalizacji.

Należy przy tym rozważyć także możliwość zlokalizowania na tym terenie ośrodka szkoleniowego dla krajowej energetyki jądrowej – lokalizacja „Żarnowiec" wydaje się (z wielu względów: bliskość Trójmiasta z jego zapleczem naukowo-technicznym, atrakcyjny turystycznie i przyrodniczo region, dobre połączenia komunikacyjne – w tym nowoczesny port lotniczy Gdańsk-Rębiechowo, duże porty morskie w Gdyni i Gdańsku, itd.) być bardzo atrakcyjnym miejscem dla utworzenia i funkcjonowania takiego ośrodka.

5.2. Rodzaje badania lokalizacji Żarnowiec wykonane do 1990 r

- Warunki demograficzne:
  - rozmieszczenie ludności
  - charakterystyka ruchu turystycznego
- Zagospodarowanie terenu:
  - rolnictwo
  - wykorzystanie wód powierzchniowych
  - baza turystyczna
  - przemysł
- Komunikacja:
  - połączenia drogowe
  - transport kolejowy
  - lotniska
  - transport wewnętrzny
- Meteorologia:
  - charakterystyka meteorologiczna lokalizacji EJ
  - parametry klimatologiczne
- Hydrologia i hydrogeologia:

  - wody powierzchniowe
  - źródła wody pitnej
  - wody podziemne
  - poziom wody i bilans wodny jeziora Żarnowieckiego
  - urządzenia hydrotechniczne
  - migracja radionuklidów
- Geologia, geotechnika i sejsmika:
  - geologia rejonu i działki EJ, badania geotechniczne
  - tektonika i sejsmika rejonu
- Ekologia:
  - naturalne tło promieniowania jonizującego w otoczeniu EJ
  - skażenie środowiska związkami chemicznymi
  - zmiany warunków termicznych w jeziorze
  - wpływ EJ na życie biologiczne jeziora
  - stan zdrowotności ludności w rejonie EJ
- Wpływ zdarzeń zewnętrznych na EJ:
  - skutki uszkodzeń urządzeń hydrotechnicznych (analizy rozerwania obwałowań zbiornika górnego lub rurociągu ESP)
  - zagrożenia powodowane działalnością przemysłu i transportu
- Obszerny program badań środowiskowych: przed uruchomieniem EJ (rozwinięty i prowadzony przez oddany do eksploatacji w drugiej połowie lat 80-tych Ośrodek Pomiarów Zewnętrznych - OPZ).

5.3. Ocena lokalizacji Żarnowiec przez misję MAEA

Misja MAEA[3] dot. aspektów bezpieczeństwa związanych z lokalizacją EJ „Żarnowiec" (Site Safety Review Mission), która została zaproszona przez ówczesny Rząd RP, przeanalizowała następujące aspekty tej lokalizacji:

- Rozpraszanie radionuklidów w atmosferze,
- bezpieczeństwo geologiczne i sejsmiczne,
- hydrologia, hydrogeologia i bezpieczeństwo posadowienia budowli.

Oto fragment ogólnych wniosków misji MAEA:

„Lokalizacja Żarnowiec ma wiele pozytywnych charakterystyk dla budowy EJ. Do charakterystyk tych należą: niska sejsmiczność terenu oraz brak w sąsiedztwie elektrowni jakichkolwiek źródeł zdarzeń powodowanych działalnością ludzką. Do wyboru lokalizacji o tych zaletach w znacznym stopniu przyczyniły się kryteria wyboru lokalizacji ustanowione przez polskie władze. Generalnie mówiąc, charakterystyki lokalizacji Żarnowiec są porównywalne do lokalizacji wielu EJ w Europie."

[3] IAEA: Final Report. Site Safety Review Mission. Zarnowiec. Poland. 26-30 March 1990. W misji tej uczestniczyli eksperci z RFN, Włoch i MAEA.

5.4. Podsumowanie nt. przydatności lokalizacji „Żarnowiec" dla nowej EJ

Na terenach po byłej budowie EJ „Żarnowiec" istnieją dobre warunki do zlokalizowania tam nowej EJ.

Dostępny jest dość duży niezagospodarowany teren, położony na północ od niedokończonych obiektów I etapu budowy EJ „Żarnowiec", obejmujący obszar planowanego II etapu tej inwestycji oraz niektóre działki położone dalej w kierunku północnym. Dodatkowo, dostępny jest także - do ewentualnego wykorzystania dla obiektów pomocniczych nowej EJ - teren w rejonie porzuconych obiektów I etapu budowy EJ „Żarnowiec". Co więcej, tereny te przeznaczone są wyłącznie do wykorzystania przemysłowego i znajdują się w posiadaniu kilku spółek kapitałowych – co powinno znacznie uprościć ich pozyskanie (z czym inwestorzy zwykle mają poważne problemy, jeśli właścicielami są osoby fizyczne). Powierzchnia dostępnego terenu powinna być wystarczająca dla zlokalizowania **2 bloków** energetycznych (np. z rektorami EPR lub AP1000).

Na tych terenach w związku z byłą budową EJ przeprowadzono już szereg prac[4], zostały one także wyposażone w infrastrukturę techniczną, jak: ujęcia wody głębinowej, sieć wodno-kanalizacyjną oraz elektroenergetyczną.

Obszar ten ma także mocne powiązanie z krajowym systemem energetycznym. Stacja Elektroenergetyczna 400/110 kV „Żarnowiec" została zaprojektowana celem przyłączenia do KSE 4 bloków elektrowni szczytowo-pompowej oraz 4 bloków elektrowni jądrowej. Położenie to jest korzystne także ze względów sieciowych, gdyż w tym rejonie Polski nie ma (poza ESP „Żarnowiec") dużej elektrowni systemowej. Przyłączenie do stacji „Żarnowiec" nowej dużej elektrowni, takiej jak EJ, wyraźnie poprawiłoby warunki pracy sieci przesyłowej w tym rejonie i przyczyniłoby się do zmniejszenia strat energii w sieciach (w tym przesyłu energii na pompowanie w ESP „Żarnowiec") i polepszenia niezawodności zasilania odbiorców.

Pod potrzeby EJ „Żarnowiec" przebudowano także sieć drogową dostosowując ją do transportów urządzeń ciężkich i wielkogabarytowych. Drogi są nadal przydatne do transportu ładunków ponadnormatywnych, co do gabarytów i ciężaru.

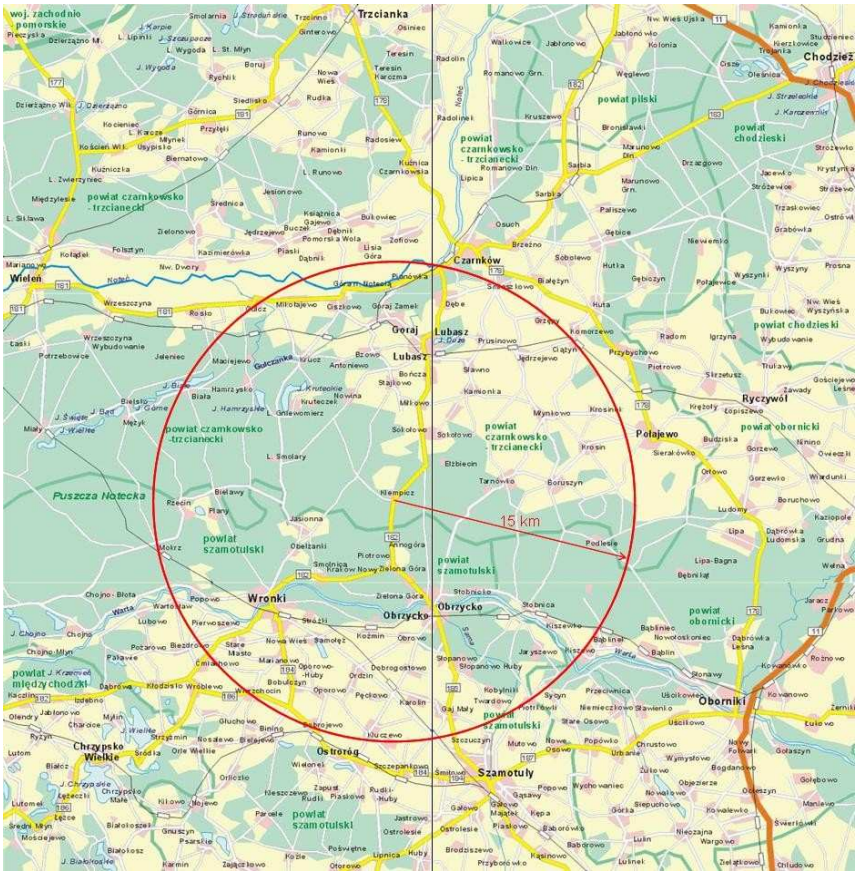
Tak więc ew. wybór „Żarnowca" jako lokalizacji 1-szej polskiej EJ może **o wiele lat przyśpieszyć** jej realizację, w porównaniu z alternatywnymi lokalizacjami.

6. LOKALIZACJA „WARTA-KLEMPICZ"

Teren byłej lokalizacji **EJ „Warta"**, o łącznej powierzchni ok. 60 ha, zlokalizowany jest w północnej części woj. wielkopolskiego, w powiecie czarnkowsko-trzcianeckim, na terenie gminy Lubasz, na gruntach wsi Klempicz, na wschodnim skraju Puszczy Noteckiej, w odległości ok. 48 km na północny zachód do Poznania i ok. 46 km na południe od Piły (mapa: Rys. 10).

Przed zmianą podziału administracyjnego kraju (tj. do 31.12.1998 r.), rejon ten znajdował się na południowym krańcu województwa pilskiego.

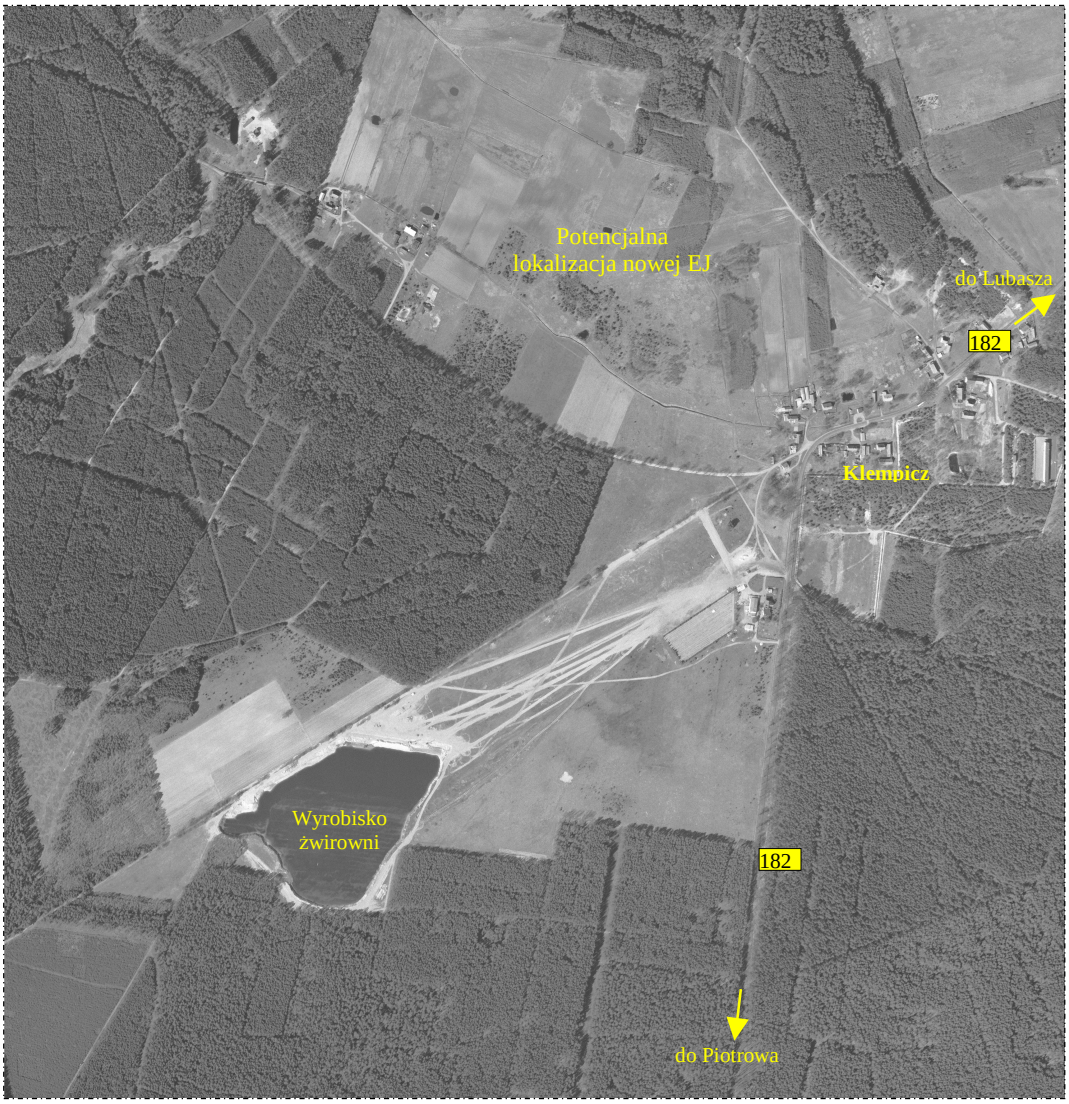
[4] M.in. makroniwelację, badania geologiczno – inżynierskie, a także wszelkie inne badania – jest to prawdopodobnie najdokładniej i najwszechstronniej przebadany teren w kraju.



Rys. 10: Geograficzne położenie lokalizacji „Warta-Klempicz".

Tereny lokalizacji położone są w większości[5] na zachód od przebiegającej przez wieś Klempicz wojewódzkiej drogi Nr 182 Czarnków – Lubasz – Wronki – Międzychód (Rys. 11).

[5] Za wyjątkiem części terenów zaplecza budowy położonych w obrębie samej wsi (obecnie w posiadaniu firmy prowadzącej hurtownię farmaceutyczną), które znajdują się na wschód od drogi Nr 182.



Rys. 11: Położenie potencjalnej lokalizacji EJ „Warta-Klempicz”.

Wieś Klempicz liczy 30 zagród i ok. 110 mieszkańców. Stan zabudowań wsi jest ogólnie dość słaby. Działalność rolniczą prowadzą obecnie zaledwie 2 gospodarstwa. Na terenach Klempicza działają jedynie dwie firmy: kopalnia żwiru oraz hurtownia farmaceutyczna. Reszta ludności wsi utrzymuje się głównie iz emerytur, rent i dorywczych prac.

W związku z planowaną budową EJ „Warta”, w latach 1987-8 wykupiono 2 gospodarstwa rolne (łącznie ponad 37 ha, w tym ponad 10 ha działek położonych w obrębie samej wsi) i wylesiono ok. 20 ha lasu. Po zaniechaniu budowy (w roku 1989) tereny te zostały przekazane przez Ministerstwo Przemysłu Gminie Lubasz. Zrekultywowano także ok. 5 ha lasu. W 1999 r. tereny w obrębie wsi kupiła firma z Poznania, która zaadaptowała budynek tzw. „szatniowca” (jedyny element zaplecza budowy EJ, jaki zdążono wybudować) na hurtownię farmaceutyczną. Pozostałe tereny (ok. 20,5 ha) nadal pozostają we władaniu Gminy Lubasz – nie są one użytkowane gospodarczo.

Na terenie lokalizacji znajdują się: grunty orne V i VI klasy, łąki i pastwiska V i VI klasy, nieużytki oraz las. Znaczą część nie zalesionego terenu porastają obecnie niewysokie drzewa i krzaki (zdjęcie terenu lokalizacji: Rys. 12).

Rys. 12. Widok ogólny terenu potencjalnej lokalizacji EJ – w oddali widoczne są zabudowania wsi Klempicz.

6.1. Warunki lokalizacji nowej EJ „Warta”

Na północny zachód od wsi Klempicz znajduje się praktycznie niezalesiony teren o łącznej powierzchni ponad **55 ha.** Teren ten otoczony jest ze wszystkich stron lasami – oprócz skraju południowo-wschodniego, gdzie znajduje się wieś. Obejmuje on także wykupione już w latach 80-tych grunty. W razie potrzeby teren ten można powiększyć o przyległe tereny położone na północ i południe. Teren o takiej powierzchni powinien być wystarczający do zlokalizowania EJ z **trzema** blokami energetycznymi z reaktorami EPR lub **czterema** blokami z reaktorami AP1000.

Na terenie i w otoczeniu lokalizacji EJ „Warta” przeprowadzono badania geologiczne i sejsmotektoniczne w zakresie niezbędnym do podjęcia decyzji o ustaleniu lokalizacji tej EJ i uzyskania pozytywnej opinii dostawcy technologii nt. przydatności tej lokalizacji do budowy elektrowni jądrowej. Stwierdzono dobre warunki geologiczno-inżynierskie dla posadowienia ciężkich budowli i korzystne sejsmo-tektoniczne. Na etapie formalnego ustalenia lokalizacji EJ „Warta” uzyskano także wszystkie niezbędne dokumenty i decyzję właściwych władz i urzędów lokalnych i centralnych, w oparciu o szeroko zakrojone studia i badania rejonu lokalizacji.

Dla EJ „Warta” (4x1000 MWe, z reaktorami WWER-1000/W-320) projektowano **zamknięty układ wody chłodzącej**, z 8-ma chłodniami kominowymi. Źródłem wody dla potrzeb uzupełniania obiegów technologicznych, w tym pokrycia strat bezzwrotnych, miała być rzeka Warta. Przewidywano wybudowanie w tym celu ujęcia wody na 178 km rzeki (ok. 4 km poniżej miasteczka Obrzycko, w

odległości ok. 6 km od elektrowni). Zasoby wodne rzeki Warty (w tym położonych powyżej zbiorników retencyjnych) są z dużym nadmiarem wystarczające do celów uzupełniania obiegów technologicznych. Nawet w okresie niskich przepływów Warty (od maja do listopada) możliwości uzupełniania przepływu wody z jednego tylko zbiornika (Jeziorsko) są ok. 2-3 krotnie większe od wielkości szacowanych bezzwrotnych strat wody. Tak więc, zapotrzebowanie elektrowni na wodę może być z powodzeniem zaspokojone bez uszczerbku dla gospodarki wodnej regionu.

Szacuje się, że – przy założeniu nie przekraczania mocy cieplnej, jaka miała być odprowadzana z 4-ch bloków EJ „Warta" z reaktorami WWER-1000/320 (ok. 8 300 MWt) – obecnie możliwe byłoby chłodzenie w obiegu zamkniętym, z mokrymi chłodniami kominowymi o ciągu naturalnym: **3-ch bloków** energetycznych z reaktorami EPR (ok. 8100 MWt) lub AP1000 (ok. 6900 MWt).

W rejonie lokalizacji EJ „Warta" aktualnie przebiega kilka linii przesyłowych o dużym znaczeniu dla całego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, z których większość jest lub ma być modernizowana. W szczególności, nieopodal lokalizacji „Warta-Klempicz" przebiega jednotorowa **linia 220 kV Poznań Plewiska - Piła Krzewina**, która jest częścią ciągu biegnącego w kierunku „północnej szyny" 400 kV do stacji Dunowo. Linia ta – zgodnie z planami PSE-Operator S.A. – **ma zostać przebudowana w 2-torową linię 400 kV**. Dla przyłączenia EJ konieczne jest oczywiście zbudowanie stacji elektroenergetycznej 400/110 kV powiązanej z tą linią.

Dla potrzeb budowy i eksploatacji EJ „Warta" (w tym zwłaszcza dla umożliwienia transportu wielkogabarytowych elementów urządzeń) planowano odpowiednią **rozbudowę i modernizację infrastruktury transportowej**, a w szczególności:

1. budowę bocznicy kolejowej o długości 12 km od stacji Lubasz,
2. przebudowę i modernizację dróg lokalnych, w tym głównie następujących odcinków:
    - drogi Nr 182: Międzychód – Wronki – Piotrowo – Klempicz – Czarnków – Ujście,
    - drogi Nr 185: Piotrowo – Szamotuły.

Z przedsięwzięć tych wykonano jedynie modernizację 2-ch odcinków drogi Nr 182, o łącznej długości ok. 10 km: (1) od wsi Piotrowo do granicy gmin Obrzycko / Lubasz (ok. 5,2 km), oraz (2) od wsi Piotrowo w kierunku Wronek (ok. 4,8 km). Droga na tych odcinkach, o nawierzchni asfaltowej, została znacznie poszerzona (ponad 7 m).