

## SPIS PORUSZONYCH ZAGADNIENÍ

1.	PROCEDURY OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO ETAPU SEA I EIA .....	2
2.	SPRZECIW PRZECIWKO WDRAŻANIU ENERGETYKI JĄDROWEJ. OZE JAKO ALTERNATYWA DLA EJ .....	7
3.	ODDZIAŁYWANIA RADIACYJNE WYNIKAJĄCE Z FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	19
4.	WNIOSKI Z KATASTROF W FUKUSHIMIE I CZARNOBYLU, BRAK UWZGLĘDNIENIA WYNIKÓW STRESS TESTÓW .....	23
5.	ZAGROZENIA ZEWNĘTRZNE DLA ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	24
6.	ODDZIAŁYWANIA STANÓW AWARYJNYCH W ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH .....	34
7.	ODDZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z CYKLU PALIWOWEGO .....	40
8.	NIEREALISTYCZNY PLAN CZASOWY REALIZACJI PPEJ .....	51
9.	WARIANTY ALTERNATYWNE DLA PPEJ .....	51
10.	BRAK SZCZEGÓŁOWYCH DANYCH NA TEMAT ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH .....	61
11.	NIECZYTELNE KRYTERIA WYBORU LOKALIZACJI .....	65
12.	WPŁYW ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA ZMNIJSZENIE WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH I REDUKCJĘ EMISJI CO <sub>2</sub> .....	68
13.	OCENA MOŻLIWOŚCI ODDZIAŁYWANIA W WYPADKU AWARII NA TERYTORIUM NIEMIEC .....	92
14.	NADZÓR NAD BEZPIECZEŃSTWEM ENERGETYKI JADROWEJ W POLSCE .....	92
15.	WPŁYW NISKICH POZIOMÓW PROMIENIOWANIA .....	103
16.	ZACHOROWALNOŚĆ NA BIAŁACZKĘ W OKOLICY ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	106
17.	ODDZIAŁYWANIE ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA POWIERZCHNIĘ ZIEMI I WODY .....	114
18.	ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA SZKODY JĄDROWE .....	119

## 1. PROCEDURY OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO ETAPU SEA I EIA

### GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:

A) WYRAŻENIE CHĘCI UCZESTNICTWA W DALSZYCH ETAPACH OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO.

A) PODJĘCIE ODPOWIEDNIH KROKÓW PRAWNYCH PO WYBORZE LOKALIZACJI W CELU WYKLUCZENIA NEGATYWNEGO ODDZIAŁYWANIA NA OBYWATELI NIEMIEC.

B, C) BRAK ZGODNOŚCI PROGRAMU PPEJ, PROGNOZY SEA, PROWADZONEJ PROCEDURY SEA Z WYMOGAMI UE I DYREKTYWĄ SEA.

D) BRAK UWZGLĘDNIENIA ODDZIAŁYWANIA NA NIEMCY W TRANSGRANICZNEJ OCENIE ODDZIAŁYWANIA

E) SPOSÓB, W JAKI ENERGIA JĄDROWA MA ZOSTAĆ W POLSCE WPROWADZONA, JEST NIEZGODNY Z DYREKTYWĄ UE DOTYCZĄCĄ WSPÓLNYCH PRZEPISÓW O LIBERALIZACJI RYNKU WEWNĘTRZNEGO ENERGII ELEKTRYCZNEJ. PRZEWIDUJE SIĘ, ŻE INWESTOROWI PIERWSZEJ ELEKTROWNI JĄDROWEJ, PGE / POLSKIEJ GRUPIE ENERGETYCZNEJ S.A., ZGODNIE Z PROGRAMEM ENERGETYKI JĄDROWEJ, MA BYĆ „UMOŻLIWIŁO OBIĘCIE SILNEJ POZYCJI NA RYNKU”.

### [139, 155, 175, 199, 226, 232]

**1A)** Polska jest na etapie opracowywania Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Dokumentu strategicznego o charakterze wdrożeniowym obejmującym środki prawne, organizacyjne i formalne jakie są niezbędne dla wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce. Na tym etapie nie jest pewne nawet jaka technologia będzie zastosowana, w jakiej lokalizacji, z jakim systemem chłodzenia, jakich mocy etc. (poza tym, że będzie to reaktor generacji III lub III+). Uszczegóławianie tych informacji w samym Programie, biorąc pod uwagę funkcję i charakter Programu nie jest racjonalne. Prognoza SEA chcąc ocenić skutki środowiskowe możliwe dokładnie korzystała z danych uzyskanych z innych obiektów – z tzw. Metodyki obiektów referencyjnych. Oczywistym jest, że znacznie bardziej dokładne odpowiedzi będzie można udzielić dopiero na etapie inwestycyjnej procedury OOS (EIA).

Strona Niemiecka będzie mieć pełne prawo uczestniczyć w prowadzonych w przyszłości procedurach oceny oddziaływania na środowisko (EIA) dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej i obiektów towarzyszących. Celem potwierdzenia powyższego i uspokojenia obywateli Niemiec poniżej przedstawiono istotne dla przyszłego procesu OOS fakty, które już zostały uwzględnione w polskim prawodawstwie:

Główne akty prawne regulujące postępowanie o ocenie oddziaływania na środowisko obiektów energetyki jądrowej obejmują:

- **Ustawa OOS** - Ustawy z dnia 3 października 2008r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2008 r. Nr 199, poz. 1227);

- **„Specustawa” jądrowa** - Ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. Nr 135, poz. 789);
- **Rozporządzenie OOŚ** - Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (rozporządzenie OOŚ) (Dz. U. z 2010 r. nr 213 poz. 1397);

W Polsce organem właściwym do przeprowadzenia procedury OOŚ dla obiektów energetyki jądrowej obligatoryjnie jest **Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska (Art. 61.3a. ustawy OOŚ)**. Jest to centralny organ administracji rządowej ds. ochrony środowiska oraz ochrony przyrody, wykonujący swoje zadania przy pomocy Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska. Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska podlega ministrowi właściwemu do spraw środowiska). Tym samym dla przeprowadzenia procedury OOŚ dla obiektów energetyki jądrowej wybrany został organ posiadający najwyższe kompetencje w zakresie spraw dotyczących oceny oddziaływania przedsięwzięć na środowisko.

Dodatковым faktem wskazującym na wysoka jakość i zgodność z międzynarodowymi wymogami prawnymi w zakresie OOŚ jest to, że w Polsce w ramach jednej procedury OOŚ dla budowy obiektu energetyki jądrowej ocenie podlegają także inwestycje towarzyszące. Są to inwestycje w zakresie budowy lub rozbudowy sieci przesyłowych w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm. 3) koniecznych do wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej lub inną inwestycję niezbędną do wybudowania lub zapewnienia prawidłowej eksploatacji obiektu energetyki jądrowej.

Biorąc pod uwagę powyższe strona Niemiecka może być pewna wysokiej jakości przyszłych procedur OOŚ dla obiektu energetyki jądrowej oraz należytego uwzględnienia oddziaływań na środowisko wynikających z jego budowy, eksploatacji i w przyszłości likwidacji. Niemcy, poza niniejszym, mogą być uczestnikiem postępowania w ramach transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko procesu inwestycyjnego (EIA). W ramach postępowania EIA strona Polska będzie informować stronę Niemiecką o ustaleniach i kwestiach istotnych dla sprawy. Tym samym strona Niemiecka będzie mieć możliwość przedstawienia swoich poglądów zanim podjęte zostaną decyzje w tych sprawach.

**1B)** Strona Polska absolutnie i stanowczo nie zgadza się z opinią, że Program Polskiej Energetyki Jądrowej, Prognoza SEA lub prowadzenie procedury SEA jest niezgodne z prawem UE i dyrektywą SEA. Strona Polska wskazuje, że Prognoza poprzez spełnienie wszystkich wymagań dyrektywy SEA i polskiego prawa wypełnia wymogi oceny oddziaływania na środowisko skutków wdrażania PPEJ.

Praca nad Prognozą została podzielona na dwa etapy. Pierwsza wersja Prognozy została oddana 30 grudnia. Wersja ta podlegała konsultacjom społecznym oraz opiniowaniu przez organy ds. ochrony środowiska. W wyniku uwag opracowano drugą wersję Prognozy uwzględniającą w dużej mierze treści zgłoszonych uwag. W 2011 dokonano jeszcze jednej aktualizacji Prognozy wynikającej z dodania dodatkowej potencjalnej lokalizacji przyszłej elektrowni jądrowej w miejscowości Gąski. Podobny charakter miał przebieg transgranicznej procedury SEA.

Poniżej przedstawiono terminy prowadzenia krajowych i transgranicznych konsultacji społecznych:

- Krajowe konsultacje społeczne odbywały się w okresie od 30.12.2011 do 31.03.2012

- Krajowe konsultacje aneksu wynikające z dodania nowego wariantu lokalizacyjnego odbyły się w okresie od 13.01.2012 do 3.02.2012
- Transgraniczne konsultacje społeczne prowadzone w państwach narażonych trwały od 18.07.2011. do 4.01.2012.
- Transgraniczne konsultacje społeczne aneksu wynikające z dodania nowego wariantu lokalizacyjnego trwały od 8.01.2012 - 27.02.2012.

W dalszym ciągu Polska jest w trakcie procedury SOOŚ dla PPEJ – trudno zatem dyskutować z argumentami o niezgodności z wymogami prawa UE i dyrektywy SEA. Ostateczna wersja Programu i Prognozy zostanie opublikowana po zakończeniu konsultacji transgranicznych i będzie uwzględniać wyniki przeprowadzonych konsultacji i treści zgłoszonych uwag.

**1C) Część uwag dotyczyło zawartości Prognozy i rzekomej niezgodności z wymogami dyrektywy SEA.** Rozkład treści Prognozy SEA skonstruowany został zgodnie z wymogami art. 51 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (dz. U. Nr. 199, poz. 1227). Jednak złożoność podejmowanego zagadnienia i różnorodność koniecznych do przeanalizowania oddziaływań środowiskowych wymusiły pewne modyfikacje typowego rozkładu treści stosowanego dla konstrukcji Prognoz oddziaływań dokumentów strategicznych na środowisko. Wynika to głównie z faktu, iż poddawany analizie Program Rozwoju Energetyki Jądrowej obejmuje szereg działań mających na celu lokalizację pierwszych elektrowni jądrowych w Polsce. Działania te obejmują nie tylko realizację konkretnej inwestycji w postaci budowy (dwóch) elektrowni jądrowych, ale także szereg czynności formalno-prawnych i organizacyjnych, jak również realizację inwestycji towarzyszących, niezbędnych do funkcjonowania w kraju energetyki jądrowej (np. pozyskanie surowca, rozwój sieci przesyłowej, lokalizacja składowiska odpadów radioaktywnych itp.). Opis i analiza poszczególnych oddziaływań na środowisko związanych z całą gamą podejmowanych działań okazała się utrudniona i nieczytelna przy zastosowaniu wprost układu Prognozy wynikającego z ustawy OOS.

Złożoność podejmowanej problematyki wymagała indywidualnego podejścia do przygotowywanego opracowania. Stąd też wypracowano rozszerzony model opisu oddziaływań środowiskowych bazujący na wielopłaszczyznowej analizie oddziaływań związanych z funkcjonowaniem elektrowni jądrowych. Następnie stworzono rozdział podsumowujący, w którym zebrano zidentyfikowane wcześniej oddziaływania radiologiczne i nieradiologiczne i przypisano je odpowiednim elementom ustawowym.

Poniżej przedstawiono jak przyjęta metodyka wpłynęła na strukturę opracowanej Prognozy.

W początkowej części Prognozy badane są powiązania Programu Polskiej Energetyki Jądrowej z innymi dokumentami strategicznymi (**rozdział 3**). Kolejno, zgodnie z procedurą SOOŚ, opisano aktualny stan środowiska (**rozdział 4**). Jako, że oceniany Program dotyczy poniekąd całości obszaru kraju, a ostateczne lokalizacje poszczególnych inwestycji nie są jeszcze przesądzone, w rozdziale tym odniesiono się do stanu środowiska w Polsce, z szczególnością odpowiednią dla dalszych analiz przeprowadzonych w Prognozie. W rozdziale tym odniesiono się także szczegółów do możliwych zagrożeń naturalnych w tym natury sejsmicznej i powodziowej. (odpowiednio rozdziały 4.2 warunki sejsmiczne w Polsce i rozdział 4.3.1 zagrożenia powodziowe w Polsce.). Ponadto w rozdziale 4.9

Prognozy opisano i oceniono wszystkie biotyczne elementy środowiska i obszary podlegające ochronie na podstawie ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody które mogą być zagrożone w wyniku realizacji Programu PPEJ.

Zgodnie z procedurą SEA, ocenę skutków zaniechania realizacji programu tzw. **stan zerowy**, przeanalizowano w **rozdziale 5**.

W kolejnej części opracowania zawarto rozdział mający służyć zapoznaniu czytelnika z technicznymi aspektami energetyki jądrowej, w tym z tematyką bezpieczeństwa jądrowego i możliwych awarii (**rozdział 6**). Takie podejście pozwala łatwiej zrozumieć skomplikowane analizy, jakie są przeprowadzone w kolejnych rozdziałach. Jednocześnie rozdział ten wypełniał wymogi wskazania możliwych wariantów technologicznych dotyczących różnych typów reaktorów które mogą być proponowane stronie polskiej.

W kolejnych rozdziałach Prognozy SEA rozpatrywane są szczegółowo poszczególne oddziaływania związane z energetyką jądrową. W pierwszej kolejności analizie i ocenie poddano oddziaływania emisji radioaktywnych związanych z funkcjonowaniem elektrowni jądrowych. Z racji, że jest to oddziaływanie specyficzne dla energetyki jądrowej oraz budzące największe kontrowersje społeczne, poświęcono mu osobny rozdział (**rozdział 7**). Wszystkie dane są w tym rozdziale ujęte zostały w sposób liczbowy i precyzyjny, jedynie jako obiektywne wartości.

W **rozdziale 8** omówiono wszystkie pozostałe oddziaływania związane z funkcjonowaniem elektrowni jądrowych. W osobnym podrozdziale (8.5) omówiono wpływ na elementy biotyczne środowiska, w tym obszary Natura 2000.

Celem dopełnienia ustawowych wymagań stawianych prognozom oddziaływania na środowisko w **rozdziale 9** przedstawiono identyfikację i charakterystykę oddziaływań (**opisanych już szczegółowo we wcześniejszych rozdziałach**) pod kątem ich efektów na poszczególne elementy środowiska. Analizy te, dla przejrzystości dokumentu, wykonano w formie tabelarycznej. W podrozdziale 9.1 przedstawione zostały wszystkie zidentyfikowane w **rozdziale 7 i 8** oddziaływania z podziałem ich wpływu na poszczególne elementy środowiska (różnorodność biologiczną, ludzi, zwierzęta, rośliny, wodę, powietrze, powierzchnię ziemi, krajobraz, klimat, zasoby naturalne, zabytki, dobra materialne). W podrozdziale (9.2) przedstawiono charakterystykę tych oddziaływań pod względem ich skali oddziaływania, charakteru, czasu trwania, ciągłości oraz możliwości wystąpienia. Natomiast w podrozdziale (9.3) przedstawiono sumaryczny bilans oddziaływań zarówno pozytywnych jak i negatywnych. W kolejnych podrozdziałach dokonano oceny wystąpienia oddziaływań skumulowanych (9.4), w podrozdziale (9.5) przedstawiono analizę oddziaływań transgranicznych. Ostatni podrozdział (9.5) zawiera analizę możliwości wystąpienia konfliktów społecznych.

**Rozdział 10** zawiera analizy możliwych wariantów alternatywnych. Ze względu na specyfikę oceny strategicznego dokumentu, oprócz ustawowo wymaganych analiz możliwych wariantów technologicznych i lokalizacyjnych, wykonano dodatkowo analizę możliwych wariantów strategii pozyskania energii dla Polski i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. W analizie wariantów lokalizacyjnych w głównym tekście Prognozy SEA opisano siedem najbardziej prawdopodobnych lokalizacjach nakładając na nie opracowane we wcześniejszych rozdziałach matryce oddziaływań. Pozostałe lokalizacje zostały przedstawione w załączniku do Prognozy SEA.

Opracowanie zamyka rozdział podsumowujący, dotyczący wniosków i rekomendacji oraz przewidywanych metod analizy skutków realizacji programu (**rozdział 11**).

W poniższej tabeli [Tabela 1.1] przedstawiono jeszcze w sposób tabelaryczny dostosowanie zawartości Prognozy do wymogów zapisów art. 51 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (dz. U. Nr. 199, poz. 1227). **Należy przy tym zauważyć, że Polska ustawa transponuje w pełni wymagania dyrektyw SEA odnośnie Prognoz SEA a wielu wypadkach znacznie je rozszerza.**

Tabela 1.1 Opis działań wyszczególnionych w Program Polskiej Energetyki Jądrowej

USTAWOWY WYMÓG ZAWARTOŚCI PROGNOZY		ROZDZIAŁ
informacje o zawartości, głównych celach projektowanego dokumentu oraz jego powiązaniach z innymi dokumentami		2, 3, 6.3, 6.6
informacje o metodach zastosowanych przy sporządzaniu prognozy		2.3, 7, 8, 10
proponycje dotyczące przewidywanych metod analizy skutków realizacji postanowień projektowanego dokumentu oraz częstotliwości jej przeprowadzania		7,8, 10.4, 11
informacje o możliwym transgranicznym oddziaływaniu na środowisko		9.5, 10.3
streszczenie sporządzone w języku niespecjalistycznym		1
ANALIZY I OCENY		ROZDZIAŁ
istniejącego stanu środowiska oraz potencjalnych zmian tego stanu w przypadku braku realizacji projektowanego dokumentu		4, 5, 8.3.2, 10.3
stanu środowiska na obszarach objętych przewidywanym znaczącym oddziaływaniem		4, 10.3
istniejące problemy ochrony środowiska istotne z punktu widzenia realizacji projektowanego dokumentu, w szczególności dotyczące obszarów podlegających ochronie na podstawie ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody		4, 5, 7, 8, 10.3
celów ochrony środowiska ustanowionych na szczeblu międzynarodowym, wspólnotowym i krajowym, istotnych z punktu widzenia projektowanego dokumentu oraz sposoby, w jakich te cele i inne problemy środowiska zostały uwzględnione podczas opracowywania dokumentu,		3, 6.3, 6.6
przewidywanych znaczących oddziaływań, w tym oddziaływań bezpośrednich, pośrednich, wtórnych, skumulowanych, krótkoterminowych, średnioterminowych i długoterminowych, stałych i chwilowych oraz pozytywnych i negatywnych, na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oraz integralność tego obszaru, a także na środowisko, a w szczególności na:	różnorodność biologiczną	4.9, 4.10, 8.5, 9.3, 10.3
	ludzi	5, 7, 8, 9.1.1, 9.6, 10.3
	zwierzęta	4.9, 4.10, 8.3.2, 8.3.5, 8.3.7, 8.5, 9.3, 10.3
	rośliny	4.9, 4.10, 8.3.2, 8.3.5, 8.3.7, 8.5, 9.3, 10.3
	wodę	4.3, 4.4, 7.6, 8.2.1, 8.3.2, 8.3.3, 8.4, 9.1.2, 9.1.3, 10.3
	powietrze	4.5, 5, 7.2, 8.2.2, 8.3.2, 8.3.4, 9.1.4, 10
	powierzchnię ziemi	4.1, 8.3.6, 9.1.6, 10.3
	krajobraz	4.1, 4.9, 8.3.8, 9.1.7, 10.3
	klimat	5, 8.2.2, 9.1.5, 10
	zasoby naturalne	8.3.1, 9.1.8, 10.3
	zabytki	4.8, 9.1.9, 10.3
	dobra materialne	4.8, 9.1.10, 10.3
uwzględnienia zależności między tymi elementami środowiska i między oddziaływaniami na te elementy		4, 5, 6, 7, 8, 9.1, 9.2, 9.3, 10, 11
SPOSÓB, W JAKIM WZIĘTO POD UWAGĘ		ROZDZIAŁ
rozwiązania mające na celu zapobieganie, ograniczanie lub kompensację przyrodniczą negatywnych oddziaływań na środowisko, mogących być rezultatem realizacji		6.3, 6.6, 10, 11

projektowanego dokumentu, w szczególności na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oraz integralność tego obszaru,	
cele i geograficzny zasięg dokumentu oraz cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oraz integralność tego obszaru – rozwiązania alternatywne do rozwiązań zawartych w projektowanym dokumencie wraz z uzasadnieniem ich wyboru oraz opis metod dokonania oceny prowadzącej do tego wyboru albo wyjaśnienie braku rozwiązań alternatywnych, w tym wskazania napotkanych trudności wynikających z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy.	4.9, 4.10, 6.4, 8.5, 10, 10.3, 11

**1D)** W podrozdziale (9.5) Prognozy SEA przedstawiono analizę oddziaływań transgranicznych. W rozdziale dokonano przybliżonej oceny odległości w jakiej społeczeństwo może czuć się zagrożone obecnością elektrowni jądrowych. Ocena zagrożenia jest często subiektywna. Wskazuje także na to wynik raportu CBOS, opracowanego na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, w ramach którego zadano pytanie o akceptację lokalizacji elektrowni jądrowej „w pobliżu” miejsca zamieszkania. Wyniki badania wskazały, że określenie „w pobliżu” jest określeniem czysto subiektywnym bowiem różnice w odpowiedziach wahały się od ok. 1 kilometra do nawet 500 kilometrów. Średnia z podawanych wartości wyniosła 92 kilometry. Ta wartość przyjęto jako wyznacznik odczucia zagrożenia. Oczywiście przy tym jest, że są osoby które będą mieszkać dalej niż 92 km i będą czuć się zagrożone, jak i to, że osoby która mogą mieszkać bliżej niż 92 km i nie będą czuć się zagrożone. Przy zastosowaniu tego kryterium wskazano, że za Państwa których społeczeństwo może być zainteresowane udziałem w konsultacjach społecznych ze względu na odległość należy uznać właśnie Niemcy oraz Białoruś i Rosję. Przeprowadzone analizy nie miały na celu wyeliminowania jakiegokolwiek kraju z procedury transgranicznej. Z tego względu strona Polska wystąpiła z zapytaniem do rządów krajów europejskich o wyrażenie chęci udziału w procedurze SOOŚ. Wolę udziału wyraziły Czechy, Słowacja, Austria, Dania, Szwecja, Finlandia i Niemcy. Wszystkie te kraje są uczestnikami postępowania SEA. Z Tym samym nie ma podstaw do kwestionowania transgranicznej procedury SEA.

## **2. SPRZECIW PRZECIWKO WDRAŻANIU ENERGETYKI JĄDROWEJ. OZE JAKO ALTERNATYWA DLA EJ**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

- A) OGÓLNY SPRZECIW PRZECIWKO WDRAŻANIU PRZEZ POLSKĄ ENERGETYKI JĄDROWEJ,
- B) PROPOZYCJA ABY POLSKA SKORZYSTAŁA Z DOŚWIADCZEŃ NIEMIECKICH WE WDRAŻANIU OZE,
- C) WSKAZANIE ROZWOJU OZE W NIEMCZECH JAKO ALTERNATYWY DO WPROWADZENIA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE,

**[4, 12, 18-20, 22, 24, 27, 28, 29, 30, 37, 40, 41-43, 48-51, 57, 67, 69, 73, 74, 89, 90, 92, 93, 95, 99, 98, 102, 118, 112, 116, 120, 124-126, 130, 144, 147, 148, 150, 152-154, 162, 163, 165, 166, 169, 170, 197, 200, 230, 228-233, 243]**

**2A)** Strona Polska rozumie i bierze pod uwagę obawy strony Niemieckiej dotyczące energetyki jądrowej. Jednakże strona Polska nie podziela oceny ryzyka związanego z energetyką jądrową w Polsce jako nieakceptowanie wysokiego (patrz: obszernie uzasadnienie w rozdziale 6, pkt 6A), w szczególności wskazując na:

- niereprezentatywność awarii w Czarnobylu i Fukushima dla oceny ryzyka związanego z rozwojem energetyki jądrowej wobec planowanego zastosowania w Polsce jedynie najnowocześniejszych i najbezpieczniejszych obecnie komercyjnie dostępnych technologii EJ,
- fakt nie występowania znaczących zagrożeń zewnętrznych w rejonach potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowych w Polsce.

Decyzja o dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej została podjęta na podstawie analiz różnych wariantów alternatywnych i jest **suwerenną decyzją Polski**. Polski Rząd przyjął dokument „Polityka Energetyczna Polski do 2030 Roku” (PEP 2030), w którym założono optymalną strategię rozwoju sektora elektroenergetyki – zaspokojenie prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną (z uwzględnieniem ambitnych celów zwiększenia efektywności wykorzystania energii<sup>1</sup>), po racjonalnych kosztach i przy spełnieniu wymogów ochrony środowiska (w tym ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>).

Przypominamy, że Polska obok energetyki jądrowej planuje równoległe rozwijanie wykorzystanie odnawialnych źródeł energii – OZE (*Renewable Energy Sources – RES*), których udział w 2030 r. ma wynieść 18,8%. Przyjęcie Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) w żaden sposób nie wpływa na zmniejszenie udziału OZE czy stopnia wdrażania efektywności energetycznej.

Strona Polska pragnie także podkreślić, iż doceniając znaczenie bezpieczeństwa, podjęto decyzję, że w Polsce budowane będą jedynie reaktory III generacji (lub III+), spełniające najbardziej rygorystyczne wymagania bezpieczeństwa tak, że nawet w razie ciężkiej awarii jej skutki będą ograniczone do bezpośredniego sąsiedztwa elektrowni.

Podjęte zabezpieczenia i ich skuteczność opisane są w Prognozie SEA. Prawdliwość tej decyzji, (wyboru generacji reaktora), potwierdzają opinie dozoru fińskiego STUK, a także stowarzyszeń i obiektywnych urzędów z krajów sąsiadujących z Polską. Reaktor, który wybierze Polska, nie będzie prototypem, ale reaktorem sprawdzonym już uprzednio przez dozory jądrowe w innych krajach i budowanym poza Polską.

**2B)** Odnosząc się do propozycji oparcia gospodarki energetycznej na odnawialnych źródłach energii, należy zwrócić uwagę na następujące czynniki: koszty energii, możliwości zapewnienia pokrycia rosnącego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz możliwości i koszty równoważenia przerywanego charakteru jej dostarczania. Koszty energii ze źródeł odnawialnych są znacznie wyższe niż energii jądrowej. Zestawienie kosztów energii z różnych źródeł podaje ostatnio opublikowane w Polsce studium firmy Ernst and Young<sup>2</sup> przygotowane we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej oraz European Energy Wind Association. Są to koszty produkcji energii elektrycznej w różnych technologiach, przy uwzględnieniu kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych, jakie byłyby poniesione w przypadku budowy nowych źródeł w 2011 roku. Autorzy informują, że kalkulacja odzwierciedlała również inne warunki rynkowe panujące w 2011 roku, a w tym ceny świadectw pochodzenia (energii ze źródeł odnawialnych) lub wysokość opłat zastępczych<sup>3</sup>, kursy walut, ceny ciepła i paliw oraz inne obowiązujące w 2011 roku uwarunkowania regulacyjne.

<sup>1</sup> Przy planowaniu polityki energetycznej Polski do 2030 r. założono spadek elektroczłonności PKB aż o ok. 45%.

<sup>2</sup> [http://energetyka.wnp.pl/energia-z-oze-ciagle-duzo-drozsza-niz-z-weгла,171686\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/energia-z-oze-ciagle-duzo-drozsza-niz-z-weгла,171686_1_0_0.html)

<sup>3</sup> Płaconych przez przedsiębiorstwa energetyczne w razie nie wypełnienia obowiązku zapewnienia określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym.



Jednym z głównych czynników wpływających na koszty produkcji energii elektrycznej są koszty inwestycji ponoszone na budowę źródeł wytwórczych. Z analiz Ernst&Young wynika, że w warunkach 2011 roku, a w przeliczeniu na 1 MW zainstalowanej mocy szczytowej w obrębie energetyki odnawialnej pod względem kosztów inwestycyjnych najtańsza była lądowa energetyka wiatrowa - 6,6 mln zł/ MW. Należy jednak pamiętać, że jest to moc szczytowa- a nie średnia, Dlatego przy ocenie mocy średniej uzyskiwanej w ciągu roku trzeba moc szczytową mnożyć przez współczynnik wykorzystania mocy, który dla farm wiatrowych na lądzie wynosi od 0,2 do 0,25. W studium Ernst and Young podano równoważne czasy pracy na pełnej mocy w ciągu roku dla każdego z rozważanych źródeł energii jak widać w tabeli poniżej. Uwzględniono wiatr na lądzie i na morzu, biomasę i biogaz używane dla opalania elektrociepłowni (EC), małe hydroelektrownie, biomasę do wytwarzania energii elektrycznej, panele fotowoltaiczne (PV), elektrownie węglowe (EW), gazowe (EG) i jądrowe (EJ).

Wielkości CAPEX na MW mocy szczytowej i czas pracy rocznie wzięto z raportu Ernst and Young. Następny wiersz, wysokość nakładów inwestycyjnych na MW mocy średniej w ciągu roku, został obliczony na podstawie danych z poprzednich dwóch wierszy tabeli. Dla przykładu, skoro równoważny czas pracy na pełnej mocy wynosi dla wiatraków na lądzie 2300 godzin rocznie<sup>4</sup>, to nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy średniej wyniosą:

Nakłady na jednostkę mocy szczytowej/frakcję równoważnego czasu pracy na pełnej mocy = 6,6 mln zł/MW x 8760 h/2300 h= 25,1 mln zł/MW mocy średniej.

**Tabela 2.1 Wysokość nakładów inwestycyjnych na jednostkę mocy szczytowej i mocy średniej, dane z raportu Ernst and Young<sup>5</sup>, opracowanie własne.**

		Wiatr ląd	MFW	Bio masa (EC) *	Biogaz (EC)*	Hydro	Bio masa	PV	WK	Gaz	EJ
CAPEX na MW mocy szczytowej	mln PLN/MW	6,6	13,6	10,7	14,4	18,5*	10,3	7,8	6,6	3,9	14,4
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	h/a	2300	3100	8000	6000	4000	7000	900	7000	7000	8000
CAPEX na MW mocy średniej	mln PLN/MW mocy średniej	25,1	38,4	11,7	21,0	40,5	12,9	75,9	8,2	4,9	15,8

\* Obejmuje koszty części ciepłowniczej.

\*\* Obejmuje koszt robót dotyczących gospodarki wodnej.

Wyniki podane w powyższej tabeli [Tabela 2.1] wykazują, że nakłady inwestycyjne na MW mocy średniej w ciągu roku są znacznie większe na wiatraki na lądzie (25,1 mln zł/MW mocy średniej), wiatraki na morzu (38,4 mln zł/MW mocy średniej) i panele słoneczne (75,9 mln zł/MW mocy

<sup>4</sup> Ernst and Young ibid, str. 30

<sup>5</sup> Ernst and Young, PSEW - Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce, Warszawa, 2012  
<http://psew.pl/pl/publikacje/raporty?download=96:raport-eay-wplyw-energetyki-wiatrowej-na-wzrost-gospodarczy>

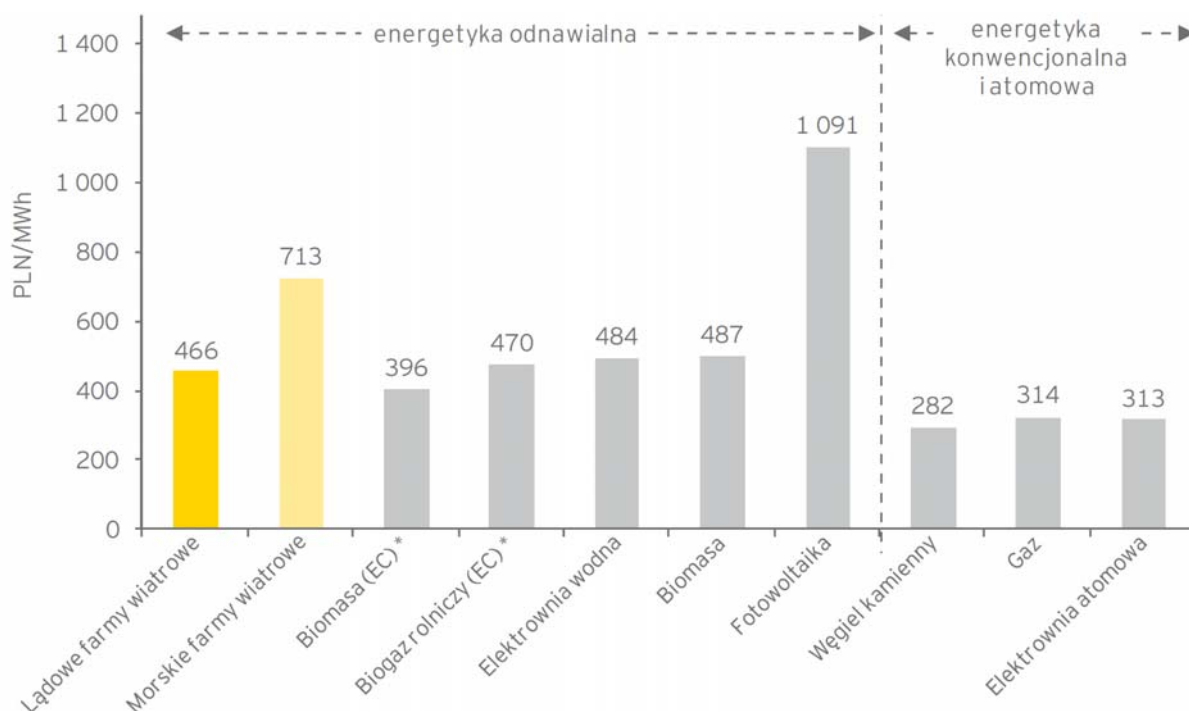
średniej) niż na elektrownie jądrowe (15,9 mln zł/MW mocy średniej). Wysokie są też nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy średniej z małych hydroelektrowni, (40,5 mln zł/MW mocy średniej) a to z powodu ich stosunkowo krótkiego czasu wykorzystania w ciągu roku. Jednakże hydroelektrownie spełniają ważną rolę nie tylko jako źródła prądu, ale przede wszystkim jako układy regulujące gospodarkę wodną i zapobiegające powodziom, które powodują straty znacznie przewyższające koszty budowy hydroelektrowni.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej oparte na biomase i biogazie wymaga nakładów inwestycyjnych znacznie mniejszych niż nakłady na wiatr czy panele słoneczne. Niestety jest ono drogie ze względu na wysoki koszt paliwa, około 3-krotnie wyższy niż koszt węgla kamiennego.

Uwzględniając koszty inwestycyjne i koszty operacyjne działania elektrowni w poszczególnych technologiach odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz m.in. oczekiwany zwrot z zainwestowanego kapitału na poziomie 10 proc. rocznie autorzy oszacowali koszty produkcji energii elektrycznych dla nowych mocy w warunkach 2011 roku.

Analizy pokazały, że najtańszą z ekonomicznego punktu widzenia spośród analizowanych metod produkcji energii elektrycznej pozostaje konwencjonalna energetyka węglowa i gazowa a obok nich energetyka jądrowa [patrz Ryc. 2.1]. W przypadku źródeł na węgiel kamienny koszt wytworzenia 1 MWh został oszacowany na 282 zł, a w przypadku energetyki gazowej na 314 zł. W obydwóch przypadkach przy założeniu braku darmowej alokacji uprawnień, przy cenie 60 zł za tonę CO<sub>2</sub>. Szacowany koszt energii z elektrowni jądrowej to 313 zł/MWh.

W obrębie źródeł OZE analizy wykazały, że na najniższy koszt wytworzenia 1 MWh pozwala kogeneracja biomasowa - 396 zł/MWh. To mniej niż koszt wytworzenia energii elektrycznej z lądowej farmy wiatrowej oszacowany na 466 zł/MWh i mniej niż koszt wytworzenia energii elektrycznej w elektrociepłowni opalanej biogazem rolniczym - 470 zł/MWh. Większe niż w przypadku lądowych farm wiatrowych i elektrociepłowni na biogaz okazały się koszty wytwarzania w małych elektrowniach wodnych - 484 zł/MWh i elektrowniach biomasowych - 487 zł/MWh. Wysoki okazał się szacowany koszt produkcji energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych - 713 zł/MWh, a rekord pobiła fotowoltaika z wynikiem 1091 zł/MWh, a jak podali autorzy głównie z uwagi na niski średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej, bo wynoszący 900 godzin w roku. Warto dodać, że wyniki te są zbliżone do cen przyjętych w Niemczech dla energii z morskich farm wiatrowych – 190 euro/MWh i dla paneli słonecznych – od 220 do 287 euro/MWh. Jasne jest więc, że wprowadzanie OZE wiąże się z wielkimi wydatkami, a budowa elektrowni jądrowych pozwala na utrzymanie cen płaconych przez odbiorców na poziomie zbliżonym do cen energii z paliw kopalnych.



Ryc. 2.1 Zestawienie kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł wg danych polskich w 2011 roku, wykres zaczerpnięty z raportu Ernst and Young<sup>6</sup>

- Podobne wnioski wypływają z porównania cen energii elektrycznej z OZE ustalonych w Niemczech z cenami energii z elektrowni jądrowych we Francji. Za energię elektryczną z morskich farm wiatrowych ustalono w Niemczech cenę 190 euro/MWh, za energię z paneli słonecznych od 131 do 189 euro/MWh<sup>7 8</sup>, w zależności od mocy instalacji i miejsca jej zainstalowania<sup>9 10</sup>. A za energię z elektrowni jądrowych we Francji płaci się 42 euro/MWh<sup>11</sup>, podczas gdy firma GDF Suez, konkurencyjna wobec EDF, stwierdziła w końcu 2010 r. (gdy pisano „Prognozę...”), że cena powinna wynosić 35 euro/MWh<sup>12</sup>. W Polsce przewidywana cena energii z elektrowni jądrowych to około 70 euro/MWh, a więc więcej niż obecna cena we Francji, ale dużo mniej niż za energię z elektrowni wiatrowych lub słonecznych. A nie należy się łudzić, że energia z OZE będzie dużo tańsza – w ciągu ostatniej dekady nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe wzrosły niemal dwukrotnie, zarówno na farmy na lądzie jak i na morzu. Według ocen opracowanych przez firmę Ernst and Young we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej i wywieszonym na stronie internetowej PSEW, koszty energii elektrycznej z różnych źródeł w Polsce będą następujące: Węgiel kamienny = 282 zł/MWh, „Elektrownia gazowa = 314 zł/MWh, Elektrownia jądrowa = 313 zł/MWh, Kogeneracja biomasowa - 393 zł/MWh, Lądowa farma wiatrowa 466 zł/MWh, Elektrownie biomasowe - 487 zł/MWh, Morskie farmy wiatrowe - 713 zł/MWh, Fotowoltaika 1091 zł/MWh. Oceny te potwierdza uzasadnienie do projektu ustawy o OZE z dnia 4.10.2012. Podane tam ceny

<sup>6</sup> <http://psew.pl/pl/publikacje/raporty?download=96:raport-eay-wplyw-energetyki-wiatrowej-na-wzrost-gospodarcz>

<sup>7</sup> Bundesrat Clears Reduced German Solar Feed-in Tariffs <http://www.germanenergyblog.de/?p=9756>

<sup>8</sup> <http://oilprice.com/Alternative-Energy/Renewable-Energy/Germanys-Rising-Cost-of-Going-Green.html>

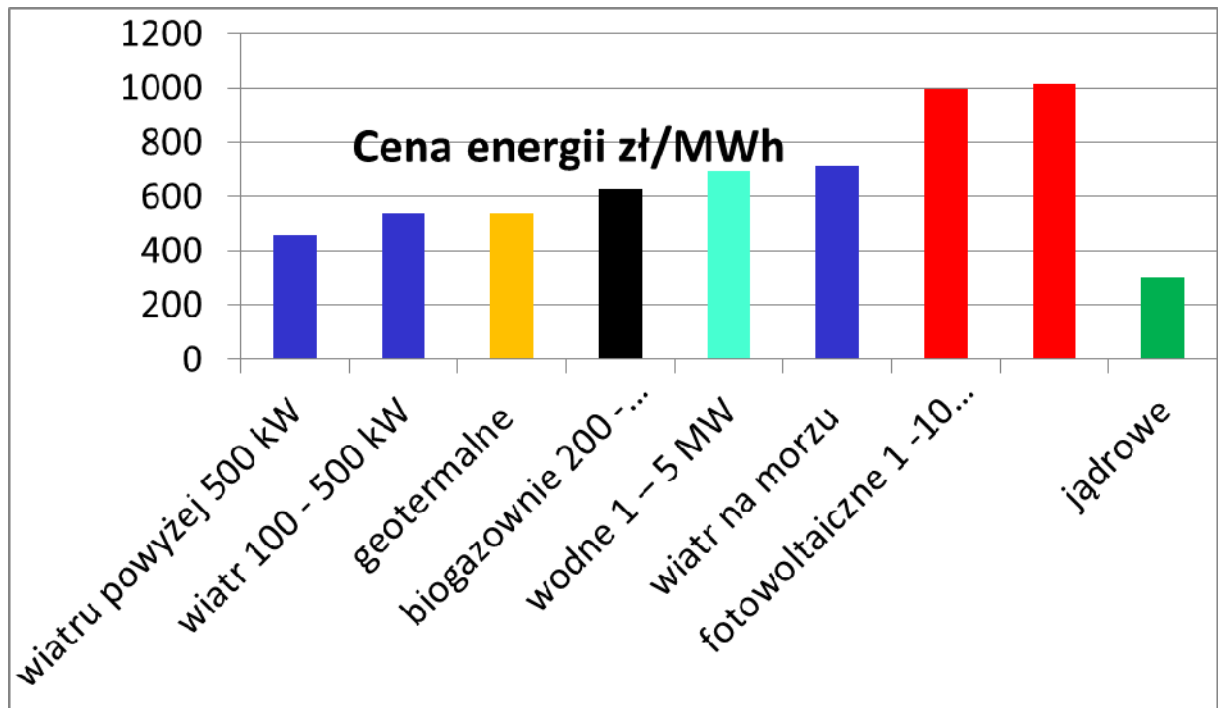
<sup>9</sup> Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28 Juli 2011, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil 1 No 42, 1634

<sup>10</sup> <http://www.wind-works.org/FeedLaws/Germany/GermanyPassesNewRenewableEnergyLawfor2012.html>

<sup>11</sup> <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFLDE73I03220110419>

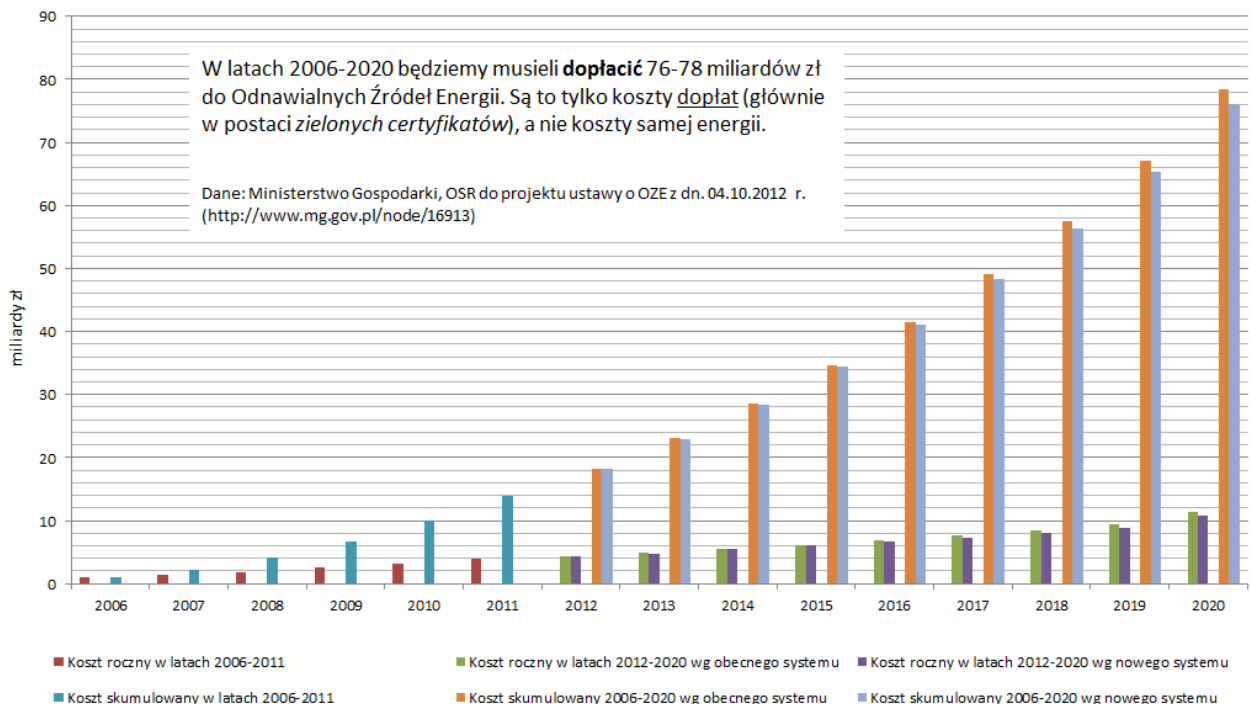
<sup>12</sup> <http://uk.reuters.com/article/2010/06/30/france-power-bill-idUKLDE65T1P920100630>

energii ze źródeł OZE pokazano na rysunku poniżej z dodaniem dla porównania ceny energii z elektrowni jądrowych określonej w cytowanym powyżej opracowaniu firmy Ernst and Young.



Ceny energii odnawialnej w Polsce wg projektu ustawy o OZE z dn. 4 .10.2012.

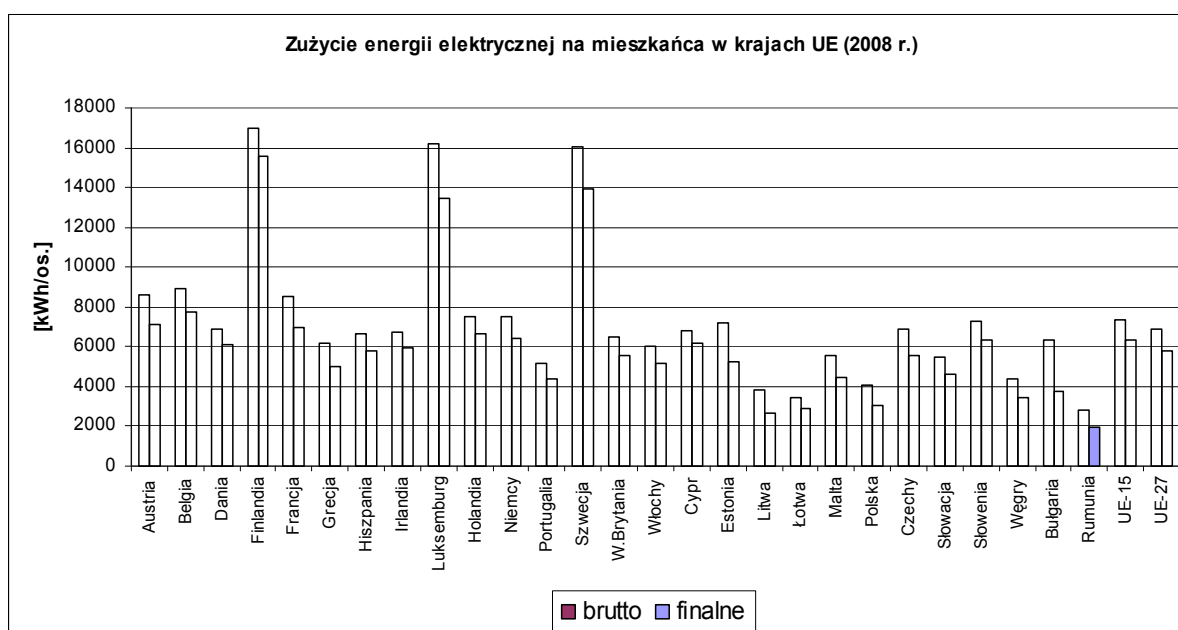
Suma dopłat do OZE przewidzianych wg projektu ustawy o OZE do 2020 r. wynosi około 74 mld PLN, jak widać na wykresie poniżej. Trzeba podkreślić, że nie są pełne koszty energii z OZE, a tylko subwencje- a więc opłaty ponoszone dodatkowo przez Polskę na wprowadzenie OZE



Dopłaty do OZE w latach 2006-2020 wg projektu ustawy o OZE z dnia 4.10.2012

Drugim powodem, czemu Polska nie może oprzeć się na OZE jest brak możliwości pokrycia rosnącego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną jedynie z OZE, w sytuacji konieczności znacznego zmniejszenia emisji zanieczyszczeń (w tym emisji CO<sub>2</sub>) przez polską energetykę opartą w ok. 92% na węglu kamiennym i brunatnym, oraz wobec kurczącej się bazy paliwowej energetyki węglowej, przy rosnących kosztach wydobycia i cen węgla.

Już obecnie energia elektryczna w Polsce coraz bardziej staje się dobrem luksusowym. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca Polski należy do najniższych w całej UE (jest ok. 2-krotnie niższe od średniego w krajach UE-15 – patrz [Ryc. 2.2]), zaś jej ceny – odniesione do siły nabywczej – należą do najwyższych. Wg najnowszych danych<sup>13</sup> w porównaniu z Niemcami zużycie finalnej energii elektrycznej na mieszkańca jest w Polsce 2,05 razy niższe (Niemcy - 6 043 kWh/os., Polska – 2 955 kWh/os.). Przy tym wskaźnik elektrochłonności polskiego PKB (odniesiony do siły nabywczej – PPP) jest zbliżony do średniego dla krajów UE-15. Konsekwencją monokultury węglowej w Polsce jest natomiast bardzo wysoki wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> na MWh wytwarzanej energii elektrycznej, ok. 2,7-krotnie wyższy od średniego dla krajów UE-15.



Ryc. 2.2 Porównanie zużycia energii elektrycznej na mieszkańca w krajach UE. [na podst. danych Eurostat 2010<sup>14</sup> i GUS 2010<sup>15</sup>].

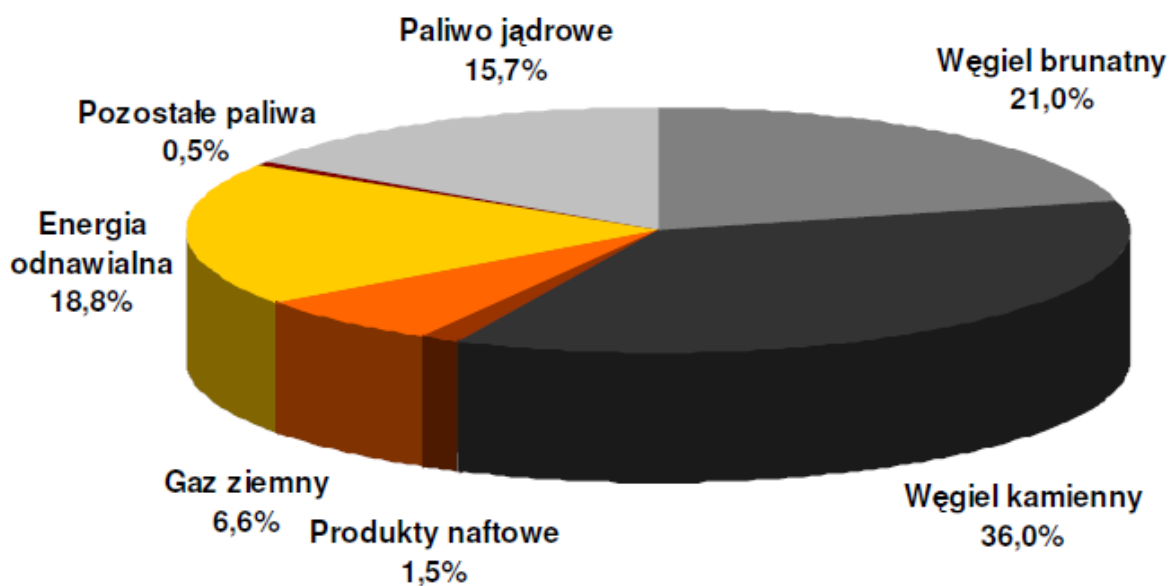
Polski Program Energetyki Jądrowej (PPEJ) stanowi niezbędny element dywersyfikacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej – w kierunku bardziej zrównoważonego „miksu energetycznego” (energy mix) uwzględniającego także znaczący udział OZE, oraz ambitnego programu niezbędnej modernizacji polskiej elektroenergetyki<sup>16</sup>.

<sup>13</sup> Energy, transport and environment indicators. 2011 Edition. Eurostat. European Commission.

<sup>14</sup> Energy. Yearly statistics 2008. 2010 Edition. Eurostat. European Commission.

<sup>15</sup> Główny Urząd Statystyczny: Mały rocznik statystyczny Polski 2010. Warszawa, rok LIII.

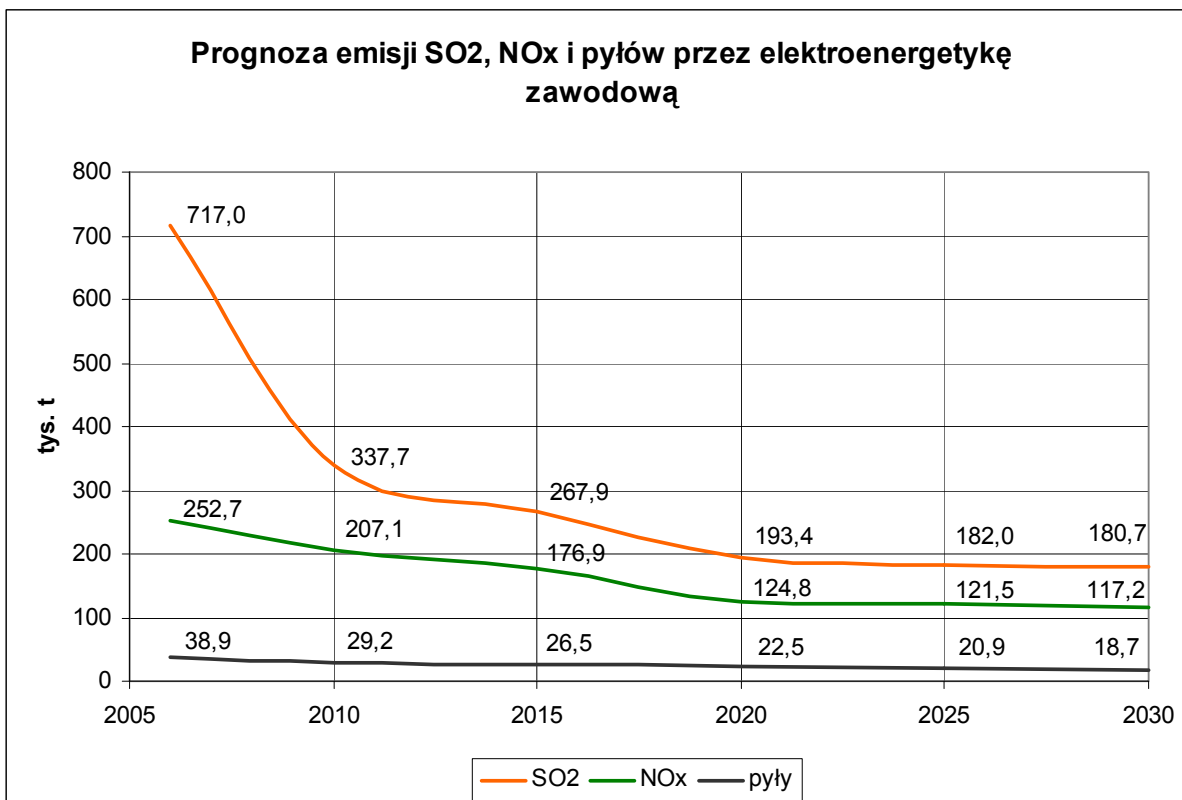
<sup>16</sup> Do 2030 r. węglowe bloki energetyczne o mocy ponad 14 000 MW zostaną wycofane z eksploatacji, a bloki o mocy ponad 4200 MW zostaną poddane głębokiej modernizacji. Oprócz uruchomienia elektrowni jądrowych o mocy 6000 MW, stare węglowe bloki energetyczne muszą być zastąpione nowoczesnymi, o wysokiej sprawności, wyposażonymi w instalacje oczyszczania spalin spełniające wymagania dyrektyw UE.



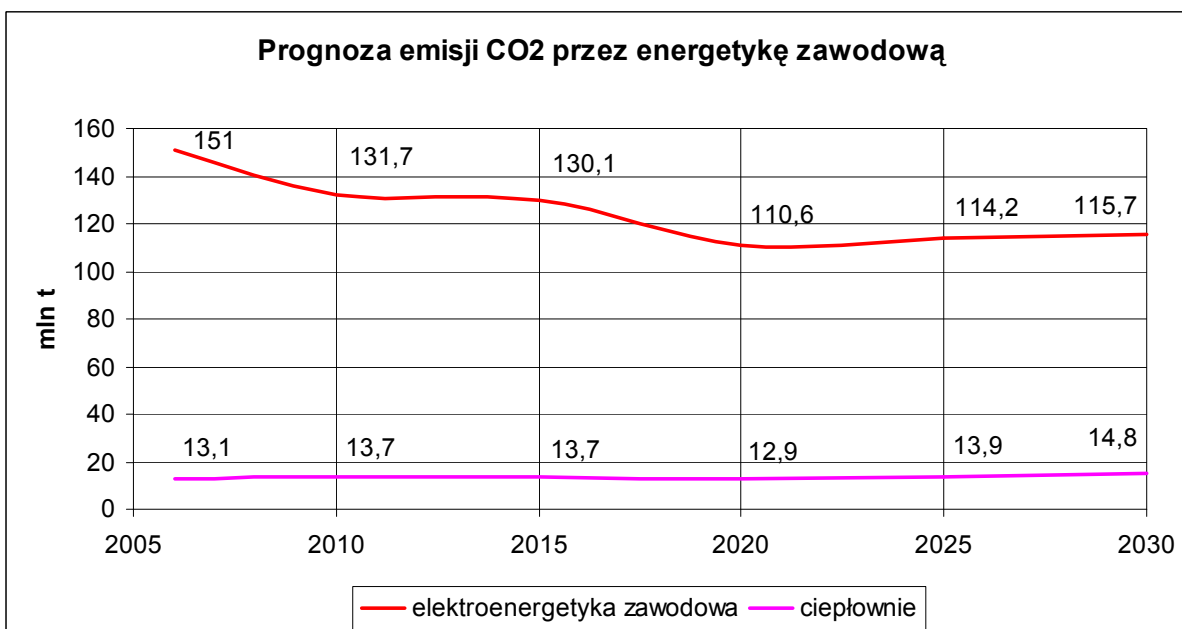
Ryc. 2.3 Planowana struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej w 2030 r. [PPEJ].

Optymalny skład tego „miksu energetycznego” został określony (z uwzględnieniem zasobów różnych nośników energii pierwotnej i kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach) przez polską instytucję wyspecjalizowaną w analizach systemu energetycznego (ARE S.A), przy użyciu profesjonalnych narzędzi do zintegrowanego planowania rozwoju systemu energetycznego. Na [Ryc. 2.3] przedstawiono „miks energetyczny” (technologii wytwarzania energii elektrycznej) planowany na 2030 r. Jak widać przewiduje bardzo znaczny udział OZE – 18,8%, przy osiągnięciu w 2020 r. celu 15% udziału OZE ustalonego dla Polski w ramach pakietu energetyczno-klimatycznego UE.

W ramach programu modernizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wyeksploatowane bloki elektrowni węglowych na węgiel kamienny lub brunatny, nie spełniające wymagań dotyczących emisji zanieczyszczeń określonych w dyrektywach UE, oraz nie nadające się do modernizacji, będą wyłączane z eksploatacji i stopniowo zastępowane nowoczesnymi, na parametry nadkrytyczne (o sprawności rzędu 45-47%). Wraz z wprowadzeniem energetyki jądrowej i rozwojem wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) umożliwi to znaczące ograniczenie emisji zanieczyszczeń przez polską elektroenergetykę [Ryc. 2.5] [Ryc. 2.5] oraz pozwoli ustabilizować ceny energii elektrycznej po 2020 r. [Ryc. 2.6].

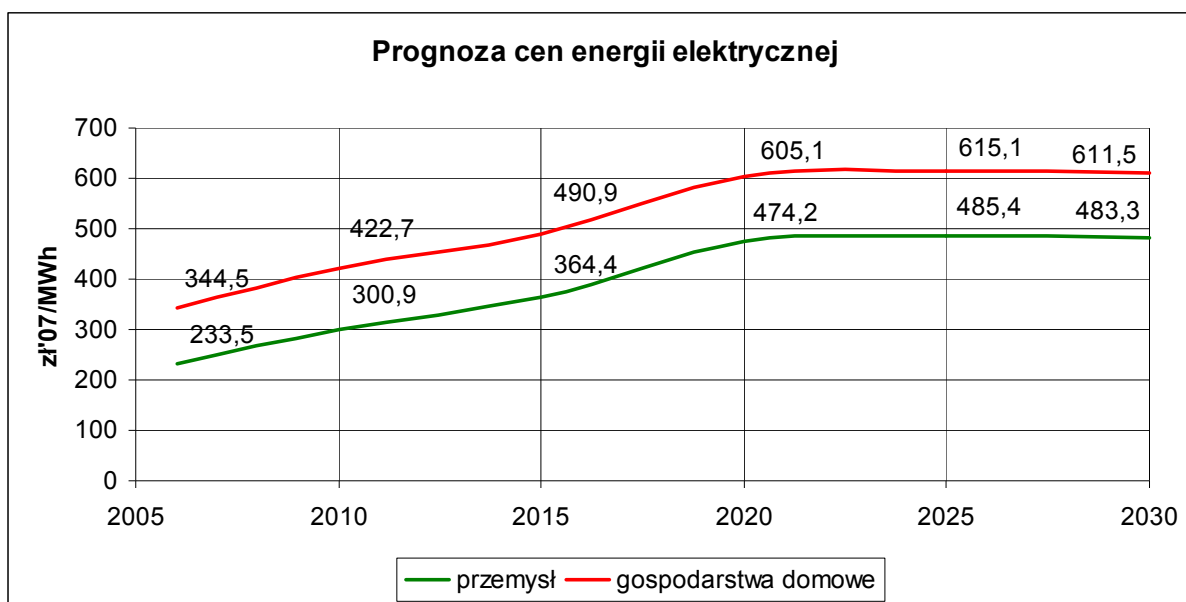


Ryc. 2.4 Prognoza emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów przez polską elektroenergetykę zawodową do 2030r. [źródło danych: PEP2030, Załącznik 2<sup>17</sup>].



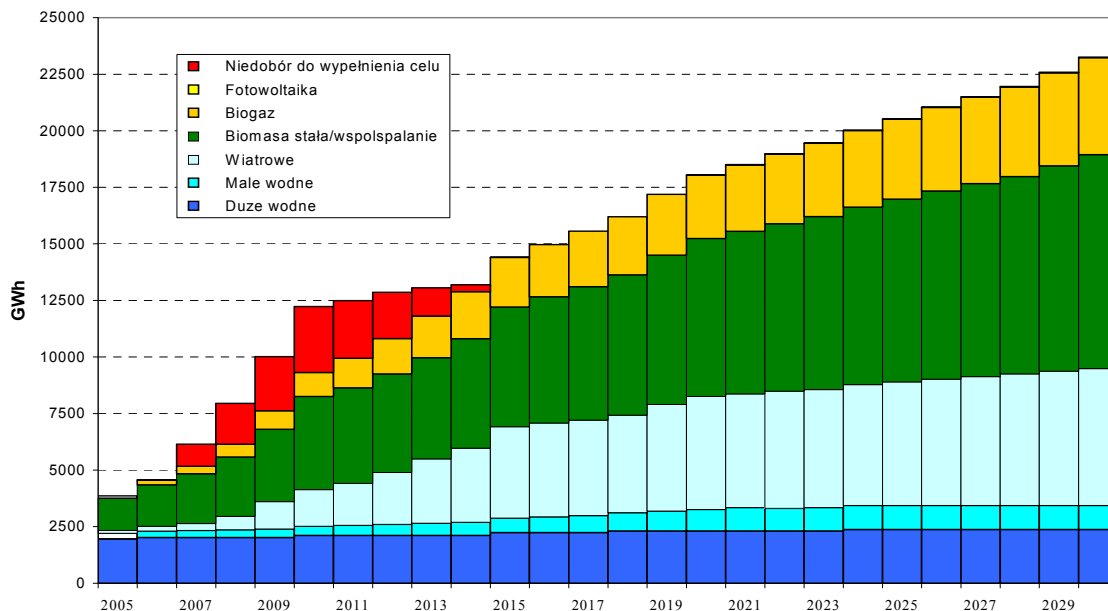
Ryc. 2.5 Prognoza emisji CO<sub>2</sub> przez polską elektroenergetykę zawodową do 2030r. [źródło danych: PEP2030, Załącznik 2].

<sup>17</sup> Ministerstwo Gospodarki: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. 15-03-2009.



Ryc. 2.6 Prognoza zmian cen energii elektrycznej do 2030 r. [źródło danych: PEP2030, Załącznik 2].

Jak wykazały profesjonalne analizy<sup>18 19</sup> [Ryc. 2.7], zasoby OZE nadające się do ekonomicznego (tj. przy rozsądnych kosztach) wykorzystania do wytworzenia energii elektrycznej do 2030 r. są w Polsce ograniczone do ok. 23 TWh, zaś całkowity potencjał wytwarzania energii elektrycznej z OZE oszacowano na ok. 44 TWh.



<sup>18</sup> Ocena prawna oraz analiza ekonomiczna możliwości realizacji celów wynikających ze Strategii rozwoju energetyki odnawialnej oraz z dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27.09.2001 w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. Warszawa, sierpień 2007.

<sup>19</sup> Określenie optymalnego zakresu i tempa rozwoju energetyki atomowej w Polsce w perspektywie 2030r. – aktualizacja według stanu wiedzy na 1 czerwca 2007r. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, październik 2007.



**Ryc. 2.7 Prognoza wytwarzania energii elektrycznej z OZE do 2030 r. [ARE S.A. 2007]<sup>20</sup>.**

Trzecim istotnym ograniczeniem rozwoju OZE w Polsce, w porównaniu z sytuacją w Niemczech, jest brak obecnie technicznych możliwości kompensacji wahań siły wiatru lub nasłonecznienia oraz wysokie koszty zapewnienia szybkiej interwencyjnej rezerwy mocy na wypadek spadku wytwarzania w elektrowniach wiatrowych lub solarnych o mocy rzędu tysięcy MW.

Niemcy posiadają dostęp do potężnego mostu energetycznego o przepustowości 5 GW, łączącego je z krajami skandynawskimi. Szczególnie ważne dla energii wiatrowej jest połączenie ze Skandynawią, bo do kompensacji wahań mocy turbin wiatrowych najlepiej nadają się hydroelektrownie. Rozruch elektrowni opalanych paliwami organicznymi następuje zbyt wolno by pokryć ubytek mocy powodowany nagłym spadkiem prędkości wiatru.

Norwegia czerpie swą energię elektryczną niemal wyłącznie z hydroelektrowni, a Szwecja z elektrowni wodnych i jądrowych. Łączna produkcja energii elektrycznej z samych hydroelektrowni w tych krajach wynosi 178 TWh, a z jądrowych w Szwecji – 60 TWh. Kraje te mogą przyjąć do swej sieci chwilowy nadmiar energii otrzymywanej z elektrowni wiatrowych, zmniejszając moc hydroelektrowni albo pompując wodę do zbiorników górnych by odzyskać energię, gdy będzie ona potrzebna.

Natomiast w Polsce łączna energia wytwarzana w hydroelektrowniach pracujących na przepływie naturalnym wynosi około 1,8 TWh, a więc jedną setną tego, co 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. Do kompensacji wahań siły wiatru musimy więc mieć rezerwę wirującą w elektrowniach konwencjonalnych, głównie węglowych, bo elektrownie węglowe dostarczają w Polsce ponad 90% energii.

Elektrownia ciepła pracująca z niepełnym obciążeniem zużywa dodatkowe paliwo, emituje dodatkowe ilości CO<sub>2</sub> i podnosi ogólne koszty systemu. Można stosować takie rozwiązanie do małej części mocy w systemie, ale nie można kompensować wahań dostaw energii ze źródeł okresowych, jeśli stanowią one dużą część mocy. W warunkach polskich jedyną możliwością zapewnienia rezerwy interwencyjnej mocy o wielkości niezbędnej dla kompensacji zmian mocy w OZE, takich jak elektrownie wiatrowe i solarne, o mocy wielu tysięcy MW jest budowa elektrowni gazowych pracujących w otwartym cyklu, o bardzo wysokich kosztach wytwarzania energii elektrycznej (ze względu na wysoki koszt paliwa i krótki czas wykorzystania mocy zainstalowanej). Koszty rezerwowania mocy elektrowni wiatrowych zostały oszacowane przez polskie biuro projektów Energoprojekt Katowice na 43 zł/MWh<sup>21</sup>, natomiast przez brytyjską Royal Academy of Engineering na 1,58-1,67 pence/kWh<sup>22</sup> (co przy kursie wymiany walut z 6.06.2012 daje 84,8-89,6 zł/MWh – tj. ok. 2-krotnie więcej niż oszacował Energoprojekt Katowice). Tak więc rozwiązanie proponowane w uwagach strony Niemieckiej jest dla Polski niemożliwe do przyjęcia. Polska wprowadza energetykę odnawialną i będzie to nadal robić, ale udział OZE w wysokości 15% produkcji energii elektrycznej w 2020 roku to maksimum tego, co możliwe. Resztę muszą dostarczyć elektrownie systemowe, albo z

<sup>20</sup> Określenie optymalnego zakresu i tempa rozwoju energetyki atomowej w Polsce w perspektywie 2030r. – aktualizacja według stanu wiedzy na 1 czerwca 2007r. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, październik 2007.

<sup>21</sup> Analiza warunków ekonomicznej opłacalności dla PSE/PGE uczestniczenia w budowie nowej elektrowni atomowej w Ignalinie i budowie połączenia elektroenergetycznego Polska-Litwa. BSPiR „Energoprojekt-Katowice” S.A. sierpień 2007.

<sup>22</sup> The Costs of Generating Electricity. The Royal Academy of Engineering, March 2004.

paliwem kopalnym, głównie węglowym, albo z paliwem jądrowym. Budując elektrownie z reaktorami III generacji zapewniamy ich czystą i bezpieczną pracę i jesteśmy przekonani, że będą one dobrymi sąsiadami dla Niemiec.

**2C)** Po awarii w Fukushima rząd niemiecki podjął decyzję o rezygnacji z energetyki jądrowej i przestawieniu gospodarki Niemiec na „zieloną energię”. Jest to decyzja odważna, ale nie wiadomo, jakie będą jej koszty. Podczas gdy energia elektryczna dostarczana z elektrowni systemowych (węglowych i jądrowych) kosztuje około 68 euro za MWh, to dla energii z wiatraków na lądzie cena jest około 50% wyższa - 102 euro/MWh, dla wiatraków na morzu 190 euro /MWh i dla energii elektrycznej z paneli słonecznych od 127 do 184 euro/MWh<sup>23 24</sup>. Według obecnych ocen wykonanych przez niezależne firmy konsultingowe, w tym przez znaną firmę McKinsey, koszty w bieżącym roku 2012 wyniosą ponad 14 miliardów euro, a do 2020 roku dojdą do 20 miliardów euro rocznie. Łącznie od 2011 do 2020 roku Niemcy będą musieli zapłacić subsydia na OZE wynoszące 175 miliardów euro<sup>25</sup>. Cena energii płacona przez odbiorców prywatnych, obecnie dwukrotnie wyższa niż we Francji, wzrośnie jeszcze bardziej, z 25,9 centów/kWh w 2011 roku do 29 centów/kWh w 2020 roku.

Wyższe ceny będzie też płacił przemysł. Ceny energii elektrycznej dla przemysłu są w Niemczech najwyższe w całej Unii Europejskiej. Przy dalszym wzroście cen zielonej energii coraz bardziej atrakcyjne staje się dla przedsiębiorstw przemysłowych przeniesienie ich fabryk do innych krajów, szczególnie w energochłonnych gałęziach przemysłu<sup>26</sup>.

Jak widać, wprowadzanie zielonej energii na wielką skalę oznacza ogromny ciężar, z którym być może poradzi sobie gospodarka Niemiec, ale nie udźwignęłaby go gospodarka polska. Ponadto energetyka odnawialna nie wystarcza by zapewnić niezawodne dostawy energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców. Energia słoneczna oczywiście nie produkuje energii elektrycznej w nocy, a wydajność paneli słonecznych w zimie i w dni pochmurne jest znacznie niższa od mocy szczytowej. Magazynowanie energii jest możliwe tylko w bardzo ograniczonym zakresie. W tym roku Niemcy przeznaczają na badania możliwości magazynowania energii 200 mln euro, ale nie widać realnych perspektyw rozwiązania problemu<sup>27</sup> Tymczasem w ciągu roku zdarzają się okresy dochodzące do dwóch tygodni, gdy łączna moc farm wiatrowych wynosi od 5% do 10% mocy szczytowej. Jeśli mówimy o celu, jaki stawiają sobie obecnie Niemcy, czyli o produkcji 50% energii ze źródeł odnawialnych, to takie okresy ciszy wiatrowej byłyby klęską dla przemysłu i bardzo ciężką próbą dla ludności. Już obecnie, przy znacznie niższym udziale energetyki odnawialnej, Niemcy polegają na dostawach energii elektrycznej z sieci skandynawskiej, korzystając z doskonałego połączenia między Skandynawią a Niemcami.

Polska nie ma takich możliwości, możemy tylko wypełnić nasze zobowiązania i wypełnimy je, dostarczając 15% energii z OZE w 2020 roku. Energia jądrowa jest nam potrzebna dla utrzymania stabilności i niezawodności dostaw energii elektrycznej. Nie mając ani tak wielkich zasobów finansowych, ani tak dobrych połączeń ze skandynawskimi hydroelektrowniami jak Niemcy, Polacy

<sup>23</sup> [Bundesrat Clears Reduced German Solar Feed-in Tariffs http://www.germanenergyblog.de/?p=9756](http://www.germanenergyblog.de/?p=9756)

<sup>24</sup> <http://oilprice.com/Alternative-Energy/Renewable-Energy/Germanys-Rising-Cost-of-Going-Green.html>

<sup>25</sup> <http://thegwpf.org/international-news/5613-175-billion-bombshell-germanys-green-energy-policy-to-hit-households-hard.html>

<sup>26</sup> Germany's Green Energy Transition May Force Out Industry [Die Welt, 7 August 2012 D. Wetzel](#)

<sup>27</sup> [http://energetyka.wnp.pl/niemcy-akumulatory-nie-pomoga-oze-potrzebny-inny-patent,176720\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/niemcy-akumulatory-nie-pomoga-oze-potrzebny-inny-patent,176720_1_0_0.html)

nie mogą naśladować Niemców i przejść na „zieloną energię” jako na podstawowe źródło energii elektrycznej.

Skutki wysokich kosztów wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) odczuwa cała gospodarka, ale zazwyczaj odczuwają przede wszystkim odbiorcy indywidualni (gospodarstwa domowe), w mniejszym stopniu odbiorcy przemysłowi. Najwyższe ceny energii elektrycznej występują w krajach, które postawiły na OZE rezygnując z energetyki jądrowej jak: Dania, Włochy i Niemcy (w przypadku Niemiec ceny energii byłyby jeszcze znacznie wyższe gdyby nie ciągle znaczący udział energii z elektrowni jądrowych równy 17,8%<sup>28</sup>). Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych są w tych krajach ok. 2-krotnie wyższe niż w krajach, które postawiły na energetykę jądrową jak Francja czy Finlandia. Co więcej niektóre kraje, które zrezygnowały z energetyki jądrowej (jak Irlandia, Włochy, Dania i Austria) mają też problemy z wypełnieniem zobowiązań związanych z ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub>. Niemcy na razie wypełniają zobowiązania Protokołu z Kioto w dużej mierze dzięki ciągle znaczącemu udziałowi energii z elektrowni jądrowych. Obszerne informacje na ten temat, wraz ze stosownymi wykresami zawarte są w rozdziale 9, pkt 9A.

### **3. ODZIAŁYWANIA RADIACYJNE WYNIKAJĄCE Z FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI JĄDROWYCH**

#### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

A) OBAWA O MOŻLIWE SKAŻENIE PROMIENIOTWÓRCZE W TRAKCIE NORMALNEJ PRACY I W TRAKCIE STANÓW AWARYJNYCH.

B) NIEDOSTATECZNE ZBADANIE ODDZIAŁYWAŃ RADIACYJNYCH W PROGNOZIE SEA.

C) BRAK UWZGLĘDNIENIA KRYTYCZNYCH STANOWISK DOTYCZĄCYCH ODDZIAŁYWAŃ ELEKTROWNI JĄDROWYCH.

**[16, 21, 34, 59, 100, 108, 135, 136, 157-159, 191, 212-214, 216, 240, 243]**

**3A)** Przy normalnej eksploatacji reaktory III generacji nie powodują zagrożenia. Wielkości emisji substancji radioaktywnych przy normalnej eksploatacji z różnych typów reaktorów (EPR, AP1000, ESBWR) przedstawiono w rozdz. 7.3.1 - 7.3.3, natomiast porównania emisji dokonano w rozdz. 7.3.4. Szczegółowej analizie, z podziałem na poszczególne typy reaktorów, poddano również oddziaływania związane z omówionymi wyżej wielkościami uwolnień, bazujące na obliczeniach dawek promieniowania dla narażonej ludności podczas normalnej pracy EJ – porównanie oddziaływań radiologicznych reaktorów dokonano w rozdz. 7.3.4.

W „Prognozie” wspomniano o możliwości wypadku w przemyśle jądrowym poza granicami Polski, bo trzeba się liczyć z możliwością awarii w jednym ze starych reaktorów. Chociażby następstwa radiacyjne tego wypadku były znikomo małe, spowodowałby on wzmożoną falę oporów społecznych. Natomiast ewentualne awarie w reaktorach budowanych w Polsce miałyby skutki bardzo ograniczone, lokalne, ponieważ będą to reaktory III generacji, nie powodujące zagrożenia dalej niż 3 km nawet w razie awarii ze stopieniem rdzenia reaktora.

---

<sup>28</sup> [Nuclear Power Plant Information, International Atomic Energy Agency](#), URL accessed 19 March 2012.

Reaktory budowane w Polsce będą musiały spełniać kryteria podane w EUR, które ograniczają wielkość uwolnień po awarii ze stopieniem rdzenia do wartości, które nie powodują skutków ekonomicznych, a więc wstrzymania upraw roślin i wypasu bydła w odległości większej niż strefa ograniczonego użytkowania. Dla przykładu, reaktor UK EPR w razie maksymalnej awarii projektowej z rozerwaniem obiegu pierwotnego może spowodować uwolnienia jodu I-131 równe  $1,2 \cdot 10^{10}$  Bq i uwolnienia cezu Cs 137 równe  $2,1 \cdot 10^{10}$  Bq w ciągu 168 godzin po awarii (to jest w ciągu 7 dni). Są to wielkości małe, które w odległości 800 m od reaktora spowodują skażenia gruntu znacznie mniejsze niż wielkości interwencyjne, przy których trzeba podejmować jakiegokolwiek działania dla ochrony ludności lub plonów. Podobnie przy innych awariach projektowych uwolnienia są małe, np. po awarii rozerwania rurki w wytwornicy pary uwolnienie jodu I-131 wyniesie  $1,3 \cdot 10^9$  Bq, a uwolnienia Cs-137 dojdą do  $2,9 \cdot 10^8$  Bq. W przypadku ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia w reaktorze EPR po upływie 720 godzin tj. miesiąca od awarii, zgodnie z rozdz. 14.6 PCSR<sup>29</sup> uwolnienia jodu I-131 w trzech postaciach (aerozoli, elementarnej i związków organicznych) wyniosą razem  $7,5 \cdot 10^{12}$  Bq, a uwolnienia cezu Cs 137 dojdą do  $4,5 \cdot 10^{11}$  Bq.

Według postanowienia Parlamentu Europejskiego, dopuszczalne graniczne radioaktywne skażenia żywności (Bq/kg) są następujące<sup>30</sup> [Tabela 3.1]:

**Tabela 3.1 Dopuszczalne graniczne radioaktywne skażenia żywności (Bq/kg) wg postanowienia Parlamentu Europejskiego**

Izotop	Pokarm dla dzieci	Produkty mleczne	Inne	Pokarmy ciekłe
Sr-90	75	125	750	125
I-131	150	500	2 000	500
Cs-137	400	1 000	1 250	1 000

Zgodnie z raportem IAEA Derived Intervention Levels<sup>31</sup>, stężenie jodu I-131 w mleku równe 2000 Bq/l odpowiada dawce dla dzieci 5 mSv (Tabela XXVIII). Stężenie 150 Bq/kg dopuszczalne wg norm Unii Europejskiej odpowiada dawce  $5 \times 150/2000 = 0,375$  mSv.

Maksymalne dawki efektywne w razie awarii projektowych na granicy strefy ograniczonego użytkowania wystąpią w razie awarii przy manipulacjach z elementem paliwowym w sytuacji otwartej obudowy bezpieczeństwa. Zgodnie z raportem bezpieczeństwa reaktora EPR w odległości 500 m po tygodniu od awarii będą one równe 5,5 mSv, a w odległości 5 km 0,35 mSv.

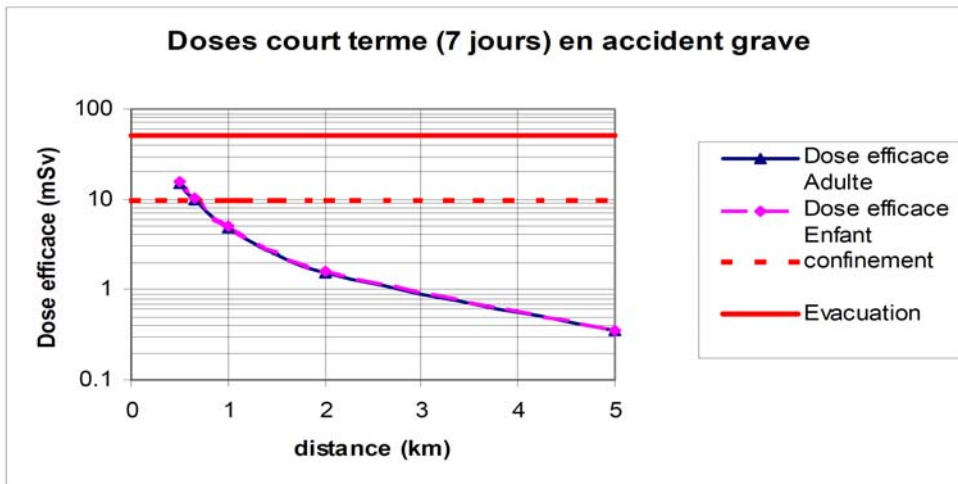
W razie ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia dawka efektywna dla osoby dorosłej lub dla dziecka otrzymywana w ciągu 7 dni spada poniżej 10 mSv już w odległości 700 m od reaktora, a dawka

<sup>29</sup> UK EPR Pre-Construction Safety Report Chapter 16: Risk Reduction And Severe Accident Analyses Sub-Chapter : 16.2 Document ID.No. UKEPR-0002-162 Issue 04

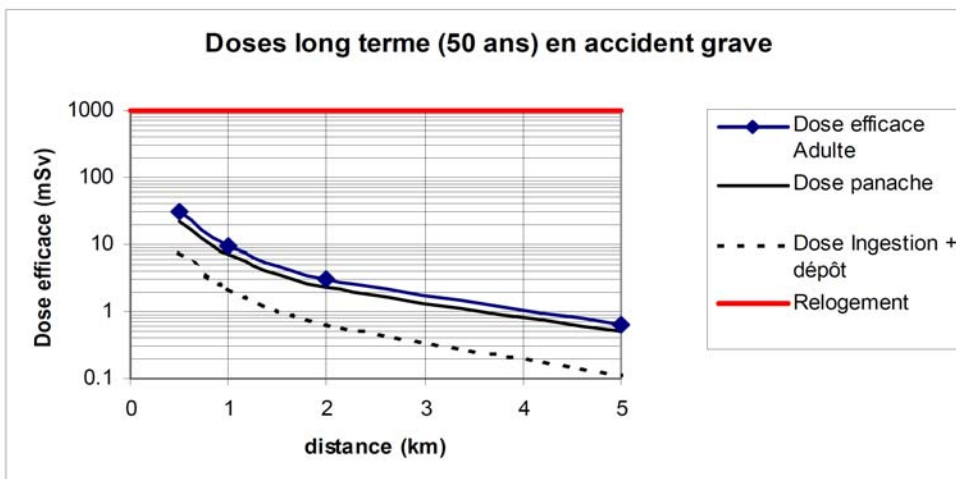
<sup>30</sup> European Parliament legislative resolution of 15 February 2011 on the proposal for a Council regulation (Euratom) laying down maximum permitted levels of radioactive contamination of foodstuffs and of feedingstuffs following a nuclear accident or any other case of radiological emergency (recast) (COM(2010)0184 – C7-0137/2010 – 2010/0098(COD)), (2012/C 188 E/27)

<sup>31</sup> IAEA Derived Intervention Levels for Application in Controlling Radiation Doses to the Public in the Event of a Nuclear Accident or Radiological Emergency, Safety Series No 81, IAEA Vienna 1986

efektywna otrzymywana w ciągu 50 lat po awarii spada poniżej 10 mSv w odległości 1 km<sup>32</sup>. W obu przypadkach mowa jest o dawkach otrzymanych od wszystkich dróg narażenia. Natomiast dawki, które mogą mieć znaczenie dla rolnictwa, będą dużo mniejsze [Ryc. 3.1].



Ryc. 3.1 Dawki otrzymane w ciągu tygodnia po ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia w reaktorze EPR- opis poniżej.



Ryc. 3.2 Dawki po ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia w reaktorze UK EPR<sup>33</sup> (opis poniżej).

Tabela 3.2 Legenda do rysunków [Ryc. 3.1 ; Ryc. 3.2]:

Legenda	
Dose efficace adulte	Dawka efektywna dla osoby dorosłej
Dose efficace enfant	Dawka efektywna dla dzieci
Confinement	Ukrycie
Dose panache	Dawka od chmury
Dose ingestion + dépôt	Dawka od osadów i drogą pokarmową

<sup>32</sup> UK-EPR Fundamental Safety Overview Volume 2: Design And Safety Chapter S: Risk Reduction Categories, Section S.2.3

<sup>33</sup> UK-EPR Fundamental Safety Overview Volume 2: Design And Safety Chapter S: Risk Reduction Categories, Section S.2.3

<i>Relogement</i>	<i>Przesiedlenie</i>
<i>Distance</i>	<i>Odległość</i>
<i>Doses efficaces (mSv)</i>	<i>Dawki efektywne (mSv)</i>

Wielkość dawek powodowanych po ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia reaktora UK EPR przez osady na gruncie i drogą pokarmową spada poniżej 1 mSv już w odległości 1,5 km od reaktora, a poniżej 0,375 mSv w odległości 3 km. Jak widać, nawet ciężka awaria w reaktorze EPR nie spowoduje zagrożenia ani ograniczeń w spożywaniu produktów rolnych w krajach ościennych.

Rozpatrzenie wytycznych ICRP, według których dawki dla ludności nie powinny przekraczać 1 mSv/rok w ciągu normalnej pracy reaktora (polski Dozór Jądrowy ustanowił znacznie niższy limit 0,3 mSv/rok – co jest spójne z aktualną praktyką dozorów w krajach UE) potwierdza, że ani normalna praca reaktora EPR, ani awarie projektowe, ani nawet ciężkie awarie ze stopieniem rdzenia nie spowodują skażenia powierzchni ziemi, które powodowałoby konieczność jakichkolwiek działań interwencyjnych w krajach ościennych.

W przypadku reaktora AP1000 lub reaktorów z wodą wrzącą ABWR i ESBWR dawki byłyby nieco inne i granice strefy ograniczonego użytkowania przebiegałyby w nieco większych odległościach od reaktora, ale także byłoby zapewnione pełne bezpieczeństwo terenu krajów ościennych. Konkretnie obliczenia dawek w razie awarii różnego typu w wybranym do realizacji typie reaktora zostaną przedstawione w następnym etapie, gdy zostanie określona lokalizacja pierwszej elektrowni jądrowej i wybrany zostanie reaktor, jaki ma powstać w Polsce. W chwili obecnej przytaczanie pełnych ocen dla wszystkich możliwych lokalizacji i dla wszystkich możliwych reaktorów nie ma sensu, ale z ocen dla reaktora (EPR) wybranego jako reaktor odniesienia widać, że reaktory III generacji zapewniają ograniczenie skutków awarii praktycznie biorąc do terytorium kraju, w którym są zbudowane.

**3B)** Nie zgadzamy się z opinią o niedostatecznym zbadaniu oddziaływań radiacyjnych. Są one w Prognozie SEA opisane bardzo obszernie i obejmują stany normalnej eksploatacji, awarie projektowe i ciężkie awarie. Szczegółowość ocen przedstawionych w SEA jest znacznie większa niż stosowana zwykle na tak wstępnym etapie pracy. Jest to możliwe dzięki wykorzystaniu raportów bezpieczeństwa poszczególnych typów reaktorów przedłożonych komisjom bezpieczeństwa jądrowego w innych krajach. Gdy zostanie wybrany typ reaktora i polski Urząd Dozoru Jądrowego otrzyma raport bezpieczeństwa dla konkretnej lokalizacji i wybranego reaktora, oceny zawarte obecnie w SEA będą uzupełnione. Jeśli strona niemiecka sądzi, że jakieś oddziaływania elektrowni jądrowych zostały pominięte, to uprzejmie prosimy o ich wskazanie.

**3C)** Ocenę bezpieczeństwa elektrowni jądrowych przeprowadzają urzędy dozoru jądrowego na podstawie raportu bezpieczeństwa przedłożonego przez inwestora i ocenionego wstępnie przez niezależnych ekspertów. Taki proces oceny będzie też przeprowadzony w Polsce. W toku tego procesu będą uwzględnione wszelkie uwagi krytyczne wobec analizowanego typu reaktora. Obecnie jednak byłoby przedwczesnym zgłaszanie krytyki, bo nie są jeszcze złożone nawet propozycje ofertowe, a tym bardziej nie są złożone do analizy raporty bezpieczeństwa możliwych do instalacji w Polsce reaktorów III generacji. Wobec tego, że wymagania bezpieczeństwa w Polsce są wyższe niż w wielu innych krajach, należy spodziewać się, że proponowane rozwiązania reaktorów będą wyposażone w dodatkowe cechy bezpieczeństwa, tak by spełniały one wymagania polskie. Na

obecnym etapie możemy jednak zapewnić, że wszelkie uwagi krytyczne wobec rozpatrywanych reaktorów będą uważnie przeanalizowane.

#### **4. WNIOSKI Z KATASTROF W FUKUSHIMIE I CZARNOBYLU, BRAK UWZGLĘDNIENIA WYNIKÓW STRESS TESTÓW**

##### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

A) PROGRAM POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ ORAZ PROGNOZA DO PROGRAMU NIE WSPOMINAJĄ I NIE UWZGLĘDNIAJĄ SKUTKÓW KATASTROFY W FUKUSHIMIE.

B) PROGRAM PPEJ I PROGNOZA SEA WYMAGAJĄ UZUPEŁNIENIA LUB PONOWNEGO OPRACOWANIA W ZAKRESIE OCENY AWARII REAKTORÓW W CZARNOBYLU I FUKUSHIMIE.

C) NIE UWZGLĘDNIONO WNIOSKÓW ZE „STRESS TESTÓW”

D) NALEŻY PRZYJAĆ WIĘKSZE NAKŁADY, NIŻ MIAŁOBY TO JESZCZE MIEJSCE PRZED AWARIĄ W FUKUSHIMIE.

**[1, 18, 19, 21, 38, 45, 46, 48, 49, 53, 58, 60, 66, 69, 70, 78, 90, 93, 94, 98-100, 104, 109, 110, 119, 111, 115, 126, 145, 152-154, 156-158, 186, 203, 204, 206, 208, 211]**

**4A i 4B)** Oryginalny tekst SEA opublikowano w styczniu 2011 roku, a więc przed awarią w Fukushima. Oczywiście jest więc, że opisu tej awarii w pierwotnym SEA nie było. Obecnie na potrzeby wersji Prognozy SEA po konsultacjach przygotowano trzy opracowania, omawiające przyczyny, przebieg i skutki awarii w Three Mile Island, w Czarnobylu i w Fukushima. W opracowaniach tych wykazano, że awaria w Czarnobylu zdarzyła się w reaktorze zasadniczo odmiennym od reaktorów III generacji rozpatrywanych dla elektrowni jądrowych w Polsce, a zagrożenia zewnętrzne, które spowodowały awarię w Fukushima - trzęsienie ziemi i tsunami – nie mogą wystąpić z podobną siłą w Polsce. Na mniejsze wstrząsy sejsmiczne- takie, jakich można oczekiwać raz na 10 000 lat w Polsce, a także na silniejsze, reaktory proponowane dla Polski są przygotowane i odporne. Dalsza dyskusja zagrożeń zewnętrznych przedstawiona jest poniżej w punkcie 5A.

**4C)** W „peer review” stress testów uczestniczyło 3 polskich ekspertów delegowanych przez Państwową Agencję Atomistyki (PAA). Wnioski wynikające z analiz „stress testów” zostały już uwzględnione w końcowej wersji projektu „rozporządzenia projektowego”<sup>34</sup>, w szczególności dotyczące: sposobu uwzględnienia zagrożeń zewnętrznych, zwiększenia wymaganej autonomii elektrowni jądrowej (EJ) w odniesieniu do zasilania elektrycznego i zasobów wody do chłodzenia, zastosowania dodatkowych lub alternatywnych systemów i urządzeń do zasilania elektrycznego i odprowadzania ciepła powyłłączeniowego, itp. Specjaliści PAA śledzą także postępy prac w Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA), w krajach dostawcach technologii EJ i niektórych innych krajach świata, związane z opracowaniem i wdrożeniem wniosków z awarii w EJ Fukushima Dai-ichi. Aktualnie MAEA przygotowuje dokument z serii „Requirements” (DS462), który zawierać będzie zbiorcze uzupełnienie i wzmocnienie wymagań zawartych w standardach bezpieczeństwa poziomu „Requirements”, w kontekście wniosków wynikających z awarii w

<sup>34</sup> Rozporządzenie to zostało już przyjęte przez Radę Ministrów (31.08.2012 r.), wydane (20.09.2012 r., Dz. U. z 2012 r., poz. 1048) i weszło w życie.

Fukushimie. W dniach 27-31.08.2012 r. odbyło się w siedzibie MAEA 2-gie nadzwyczajne spotkanie Konwencji Bezpieczeństwa Jądrowego (Convention on Nuclear Safety) – poświęcone wnioskowi z awarii w Fukushimie, w którym uczestniczyć będą także polscy eksperci. Ewentualne nowe wnioski wynikające z tych prac zostaną wykorzystane dla dalszego uzupełnienia i wzmocnienia polskich wymagań bezpieczeństwa elektrowni jądrowych.

**4D)** Wyniki przeprowadzonych „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych, w tym nowobudowanych jądrowych bloków energetycznych z reaktorami EPR (w Finlandii i Francji)<sup>35</sup>, oraz wykonane w USA analizy odporności bloku AP1000 na ekstremalne zagrożenia zewnętrzne<sup>36</sup>, nie wykazały konieczności poniesienia znaczących nakładów na zwiększenie bezpieczeństwa reaktorów generacji III+. W celu zwiększenia autonomii elektrowni jądrowych w odniesieniu do zasilania elektrycznego dodane zostaną dodatkowe zbiorniki oleju napędowego do generatorów dieslowskich oraz baterie akumulatorów, dodatkowe agregaty dieslowskie o stosunkowo niewielkiej mocy, oraz przewoźne i przenośne wyposażenie takie jak: agregaty prądotwórcze, motopompy, itp.

Zarówno projekt PPEJ jak i Prognoza SEA zostaną uzupełnione w zakresie poruszonym w zagadnieniu nr 4.

## **5. ZAGROZENIA ZEWNĘTRZNE DLA ELEKTROWNI JĄDROWYCH**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

A) BRAK ODNIESIENIA DO MOŻLIWOŚCI WYSTĄPIENIA ZAGROZEŃ NATURALNYCH [ZAGROŻEŃ SEISMICZNYCH, POWODZI WYNIKAJĄCYCH Z EKSTREMALNYCH ZDARZEŃ POGODOWYCH JAK I PODNOSZENIA WÓD BAŁTYKU, NISKICH STANÓW WÓD ETC.] WYNIKAJĄCYCH Z KONKRETNEJ LOKALIZACJI.

B) DOKUMENTY WYMAGAJĄ UZUPEŁNIENIA LUB PONOWNEGO OPRACOWANIA W ZAKRESIE ODDZIAŁYWAŃ Z ZEWNĄTRZ (POWÓDŹ, TRZĘSIENIE ZIEMI, ZAMACHY TERRORYSTYCZNE).

C) W ŻADEN SPOSÓB NIE DA SIĘ OPANOWAĆ NIEBEZPIECZEŃSTWA ZWIĄZANEGO Z ATAKAMI TERRORYSTYCZNYMI.

D) W PROGNOZIE SEA STWIERDZA SIĘ NIEDOSTATECZNY STAN SYSTEMÓW PRZECIWPOWODZIOWYCH W POLSCE. W PROGNOZIE BRAK JEST JEDNAK ODNIESIENIA SIĘ DO MOŻLIWOŚCI WPŁYWU ELEKTROWNI JĄDROWEJ NA DZIAŁANIA PRZECIWPOWODZIOWE W POLSCE JAK I W GRANICZĄCYCH Z POLSKĄ OBSZARACH NIEMIEC.

---

<sup>35</sup> ENSREG. Fukushima accident. Stress tests performed on European nuclear power plants. Peer review country report. Finland.

ENSREG. Fukushima accident. Stress tests performed on European nuclear power plants. Peer review country report. France.

<sup>36</sup> Elektrownia jądrowa AP1000 wobec utraty zasilania elektrycznego. Jerzy Chrzanowski. Westinghouse Electric Company LLC.

AP1000 DESIGN ROBUSTNESS AGAINST EXTREME EXTERNAL EVENTS – SEISMIC, FLOODING, AND AIRCRAFT CRASH. Andrew Pfister, Christopher Goossen, Keith Coogler, Julie Gorgemans. Westinghouse Electric Company LLC.

Westinghouse AP1000 Nuclear Power Plant. Coping with Station Blackout. April 2011.

Westinghouse AP1000 Nuclear Power Plant. Spent Fuel Pool Cooling. May 2011.

Westinghouse AP1000 Nuclear Power Plant. Response to External Hazards. August 2011.



[53, 97, 111, 114, 127, 146, 174, 178, 179, 182, 203, 207, 208]

**5A) Wymogi dotyczące** uwzględnienia przy wyborze lokalizacji szerokiego spektrum **zdarzeń i zagrożeń zewnętrznych** – zarówno naturalnych jak i powodowanych działalnością człowieka – zostały ustanowione **w polskich przepisach bezpieczeństwa jądrowego**, a konkretnie w ustawie Prawo atomowe oraz w 3 podstawowych aktach wykonawczych do tej ustawy:

1. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego („rozporządzenie lokalizacyjne”)
2. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, jakie ma uwzględniać projekt obiektu jądrowego („rozporządzenie projektowe”)
3. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie zakresu i sposobu przeprowadzania analiz bezpieczeństwa przeprowadzanych przed wystąpieniem z wnioskiem o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego, oraz zakresu wstępnego raportu bezpieczeństwa dla obiektu jądrowego („rozporządzenie ws. analiz bezpieczeństwa”).

Poniżej przytaczamy cytaty wybrane z ww. dokumentów.

\*\*\*\*\*

#### Ustawa Prawo atomowe<sup>37</sup>

**Art. 35b. 1.** *Obiekt jądrowy lokalizuje się na terenie, który umożliwia zapewnienie bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej i ochrony fizycznej podczas rozruchu, eksploatacji i likwidacji tego obiektu, a także przeprowadzenie sprawnego postępowania awaryjnego w przypadku wystąpienia zdarzenia radiacyjnego.*

*2. Przed wyborem lokalizacji obiektu jądrowego inwestor przeprowadza badania i pomiary terenu, a na ich podstawie ocenę terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego. Ocena ta dotyczy:*

- 1) warunków sejsmicznych, tektonicznych, geologiczno-inżynierskich, hydrogeologicznych, hydrologicznych i meteorologicznych;*
- 2) zdarzeń zewnętrznych będących skutkiem działalności człowieka;*
- 3) zdarzeń zewnętrznych będących skutkiem działania sił przyrody;*
- 4) gęstości zaludnienia i sposobu zagospodarowania terenu;*
- 5) możliwości realizacji planów postępowania awaryjnego w sytuacji wystąpienia zdarzenia radiacyjnego.*

*3. Na podstawie oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego inwestor opracowuje raport lokalizacyjny i przedstawia go Prezesowi Agencji. Raport lokalizacyjny podlega ocenie Prezesa Agencji w toku postępowania o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego.*

*4. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, przypadki wykluczające możliwość uznania terenu za spełniający wymogi, o których mowa w ust. 1, a także wymagania dotyczące raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego, mając na uwadze konieczność zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej i ochrony fizycznej podczas rozruchu, eksploatacji i likwidacji tego obiektu oraz możliwość przeprowadzenia sprawnego postępowania awaryjnego w przypadku*

---

<sup>37</sup> Dz. U. z 2012 r., poz. 264 i 908.

wystąpienia zdarzenia radiacyjnego, a także biorąc pod uwagę zalecenia Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej wydane w tym zakresie.

#### Rozporządzenie lokalizacyjne<sup>38</sup>

Rozporządzenie lokalizacyjne wymaga przeanalizowania następujących zagrożeń:

- 1) zagrożenia naturalne:
  - a. sejsmo-tektoniczne
  - b. geologiczne i geotechniczne
  - c. powodziowe
  - d. zubożenie akwenu chłodzącego oraz ryzyko zablokowania układów chłodzenia
  - e. naturalne zagrożenia pożarowe
- 2) zagrożenia powodowane działalnością człowieka
  - a. zagrożenia od infrastruktury transportowej (związane z potencjalnymi katastrofami lotniczymi, kolejowymi, drogowymi lub na szlakach wodnych)
  - b. zagrożenia ze strony zakładów i instalacji przemysłowych mogących oddziaływać chemicznie, biologicznie lub mechanicznie
  - c. zagrożenia przez emisję, pożar lub eksplozję w wyniku działalności człowieka
  - d. zagrożenia związane z uszkodzeniami lub nieprawidłową eksploatacją urządzeń wodnych (jak zapory, obwałowania, rurociągi, kanały i ich zamknięcia)
  - e. potencjalne zagrożenia działaniami terrorystycznymi lub sabotażowymi
  - f. potencjalne zagrożenia ze strony urządzeń telekomunikacyjnych oraz innych instalacji emitujących fale elektromagnetyczne lub wytwarzających pole magnetyczne lub pole elektryczne.

W szczególności §5 tego rozporządzenia zawiera kryteria wykluczające.

**§ 5.** *Teren nie może być uznany za spełniający wymogi lokalizacji na nim obiektu jądrowego w przypadku, gdy występuje którykolwiek z następujących czynników:*

- 1) *w granicach planowanego miejsca usytuowania obiektu jądrowego grunty o słabych parametrach mechanicznych, w tym grunty słabonośne, pęczniące lub o innych wysoce niekorzystnych parametrach dla posadawiania obiektu jądrowego, których usunięcie, zastąpienie lub wzmocnienie jest niemożliwe;*
- 2) *w podłożu lokalizacji obiektu jądrowego w odległości mniejszej niż 20 km od granic planowanego miejsca posadowienia obiektu jądrowego występuje uskoki aktywny lub uskoki, co do którego istnieje prawdopodobieństwo uaktywnienia większe niż raz na 10 000 lat, a wystąpienie tego uaktywnienia mogłoby spowodować zagrożenie bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego;*
- 3) *w regionie lokalizacji w ciągu ostatnich 10 000 lat wystąpiło trzęsienie ziemi o skali 8 EMS-98 lub istnieje prawdopodobieństwo wystąpienia trzęsienia ziemi o takiej skali większe niż raz na 10 000 lat;*
- 4) *możliwe jest trzęsienie ziemi o prawdopodobieństwie wystąpienia większym niż raz na 10 000 lat i skali poniżej 8 EMS-98, które uniemożliwi bezpieczną eksploatację obiektu jądrowego;*
- 5) *w regionie lokalizacji istnieje ryzyko wystąpienia zjawisk geologicznych zagrażających stabilności podłoża, takich jak silne procesy sufozyjne lub krasowe, obrywy, osuwiska lub inne zjawiska*

---

<sup>38</sup> Dz. U. z 2012 r., poz. 1025.

*geodynamiczne mogące mieć wpływ na bezpieczeństwo jądrowe obiektu jądrowego, które nie mogą być skompensowane konstrukcyjnie;*

- 6) w obszarze lokalizacji istnieje ryzyko wystąpienia powodzi lub podtopień zagrażających bezpieczeństwu jądrowemu obiektu jądrowego, które nie mogą być skompensowane konstrukcyjnie;*
- 7) w regionie, dla którego rozpatrywano czynnik, o którym mowa w § 2 pkt 1 lit. d<sup>39</sup>, w ciągu ostatnich 60 lat była lub jest prowadzona:
  - a) działalność polegająca na wydobywaniu kopaliny lub*
  - b) działalność polegająca na podziemnym bezziornikowym magazynowaniu substancji lub podziemnym składowaniu odpadów, lub*
  - c) inna działalność*
    - mogąca spowodować zagrożenie bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego poprzez indukowanie wstrząsów sejsmicznych, powodowanie uaktywniania struktur uskokowych lub przemieszczanie, zapadanie lub upłynnianie gruntów lub w regionie tym wystąpiły takie skutki tych działalności, które przy wystąpieniu w trakcie eksploatacji obiektu jądrowego zagrażałyby bezpieczeństwu jądrowemu obiektu jądrowego;**
- 8) nie będzie możliwe przeprowadzenie niezbędnych działań interwencyjnych w przypadku wystąpienia zdarzenia radiacyjnego w obiekcie jądrowym;*
- 9) w odległości mogącej wpływać negatywnie na bezpieczeństwo jądrowe obiektu jądrowego znajdują się:
  - a) obiekt wojskowy lub wojskowy teren zamknięty wraz ze strefą ochronną terenu zamkniętego,*
  - b) zakład mogący oddziaływać na obiekt jądrowy chemicznie, biologicznie lub mechanicznie,*
  - c) urządzenie wodne w rozumieniu ustawy – Prawo wodne*
    - jeżeli ten negatywny wpływ nie może być skompensowany konstrukcyjnie;**
- 10) w odległości mniejszej niż 10 km od granic planowanego miejsca usytuowania obiektu jądrowego znajduje się lotnisko cywilne, chyba że prawdopodobieństwo uderzenia dużego samolotu cywilnego w obiekt jądrowy jest mniejsze niż raz na 10 000 000 lat.*

Pojęcia użyte w tym rozporządzeniu są zdefiniowane następująco:

- 1) granice planowanego miejsca usytuowania obiektu jądrowego – rozumie się przez to obszar wytyczony okręgiem, o promieniu równym długości od środka do najdalej wysuniętego punktu nieruchomości, na której jest planowane usytuowanie obiektu jądrowego, poprowadzonym ze środka

---

<sup>39</sup> §2 1) d) przeszłą, obecną, i planowaną działalność stanowiącą lub mogącą stanowić zagrożenie dla obiektu jądrowego przez indukowanie wstrząsów sejsmicznych, powodowanie uaktywnienia struktur uskokowych, powodowanie niestabilności strukturalnej lub przemieszczanie, zapadanie lub upłynnianie gruntów, z uwzględnieniem:

- *zaobserwowanych indukowanych wstrząsów sejsmicznych i ich charakterystyki,*
- *geomechanicznej charakterystyki podatności głębokiego podłoża na rozładowywanie zmian naprężeń spowodowanych procesami tektonicznymi oraz zmian indukowanych,*
- *charakterystyki zmian tempa ruchów tektonicznych na skutek zaistniałych i możliwych indukowanych zmian naprężeń,*
- *rozmiarów pozostałych zaobserwowanych zjawisk innych niż wstrząsy, zaistniałych przez prowadzoną działalność,*
- *innych czynników występujących w regionie lokalizacji mogących negatywnie wpływać na bezpieczeństwo jądrowe obiektu jądrowego,*

tej nieruchomości, tak by cała nieruchomość, na której jest planowane usytuowanie obiektu jądrowego znalazła się w granicach wytyczonego okręgu;

2) obszar lokalizacji – rozumie się przez to teren w odległości do 5 km od granic planowanego miejsca usytuowania obiektu jądrowego, a w uzasadnionych przypadkach związanych z budową podłoża o istotnym znaczeniu dla jego stateczności podczas sytuowania obiektu i po jego usytuowaniu – teren powiększony w stopniu pozwalającym na uzyskanie wyczerpujących danych i oceny odnośnie do stateczności podłoża;

3) region lokalizacji – rozumie się przez to teren w odległości do 30 km od granic planowanego miejsca usytuowania obiektu jądrowego;

4) uskok aktywnym – rozumie się przez to uskok, co do którego na podstawie przeprowadzonych studiów literaturowych, badań terenowych i analiz:

a) stwierdzono aktywność w ciągu ostatnich 10 000 lat, która mogłaby spowodować zagrożenie bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego, lub

b) stwierdzono, że może być źródłem wstrząsu sejsmicznego mogącego spowodować zagrożenie bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego o prawdopodobieństwie wystąpienia większym niż raz na 10 000 lat.

Dane na poziomie odpowiednim do strategicznej oceny oddziaływania na środowisko a dotyczące zagrożeń sejsmicznych zostały przedstawione w rozdziale 4.2 i 10.3 Prognozy. W latach 2013-2014 zostaną przeprowadzone szczegółowe badania i analizy lokalizacyjne dla 3 potencjalnych lokalizacji – celem wybrania optymalnej lokalizacji dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej (EJ). Wyniki tych badań i analiz zostaną następnie wykorzystane do opracowania raportu lokalizacyjnego i raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla wybranej lokalizacji EJ. Dane te będą dostępne na etapie konsultacji społecznych i transgranicznej procedury oddziaływania na środowisko procedury EIA.

#### Rozporządzenie w sprawie analiz bezpieczeństwa<sup>40</sup>

**§ 8.** *Przy ustalaniu zestawu zewnętrznych PZI<sup>41</sup> przyjmowanych do analiz bezpieczeństwa uwzględnia się i analizuje odpowiedniość dla określonego projektu obiektu jądrowego, w szczególności następujących rodzajów zewnętrznych zdarzeń inicjujących oraz zdarzeń wtórnych zaistniałych na skutek tych postulowanych zdarzeń inicjujących:*

1) *naturalnych:*

a) *wstrząsy sejsmiczne i aktywność uskokową;*

b) *zagrożenia geologiczno - inżynierskie i hydrogeologiczne, w tym:*

- *niestabilność zboczy lub skarp,*

- *ryzyko wystąpienia w gruntach procesów niekorzystnych dla posadawiania obiektu jądrowego, w szczególności upłynnienia, pęcznienia i zapadowości,*

- *zmiany warunków gruntowych przy obciążeniach statycznych i dynamicznych, z uwzględnieniem zjawisk sejsmicznych,*

<sup>40</sup> Dz. U. z 2012 r., poz. 1043.

<sup>41</sup> PZI – postulowane zdarzenie inicjujące (ang. *Postulated Initiating Event – PIE*).

- stan i właściwości chemiczne wód podziemnych (ewentualna agresywność w stosunku do materiałów konstrukcyjnych, w szczególności betonu i stali zbrojeniowej);

c) zagrożenia hydrologiczne i meteorologiczne, w tym:

- skrajne wartości parametrów meteorologicznych, w szczególności maksymalna prędkość wiatru, maksymalne dobowe wartości opadów atmosferycznych (deszczu, śniegu), skrajne temperatury powietrza,
- niebezpieczne zjawiska meteorologiczne, w tym wyładowania atmosferyczne i trąby powietrzne;
- zagrożenia powodziowe lub podtopienia terenu obiektu spowodowane opadami i innymi naturalnymi przyczynami;

d) inne zdarzenia zewnętrzne, w szczególności skrajne temperatury wody chłodzącej, zubożenie zasobów wodnych akwenu chłodzącego z przyczyn naturalnych, susza, zablokowanie przepływu w rzece, nadmierny rozrost organizmów wodnych, zjawiska lodowe mogące spowodować zablokowanie ujęcia wody lub zakłócenie funkcjonowania zamkniętego obiegu chłodzenia obiektu jądrowego;

2) będących skutkiem działalności człowieka:

a) uderzenia w obiekt jądrowy samolotów, włączając, w przypadku elektrowni jądrowej, duże samoloty cywilne, w tym – skutki bezpośredniego uderzenia samolotu w obiekt jądrowy w postaci pożaru i wybuchu;

b) akty terrorystyczne i sabotażu;

c) wybuchy chemiczne przy przetwarzaniu, transporcie, przeladunku i magazynowaniu chemikaliów mogących wybuchnąć lub wytworzyć chmury gazów, które mogą ulegać gwałtownemu spalaniu lub detonacji;

d) uszkodzenia urządzeń wodnych w rozumieniu prawa wodnego i ich części, lub zagrożenia wywołane ich nieprawidłową eksploatacją;

e) inne zdarzenia, w szczególności:

- uwolnienie substancji palnych, wybuchowych, duszących, trujących, korozyjnych, lub radioaktywnych,
- wybuchy instalacji przemysłowych mogące generować odłamki,
- pożary, w szczególności lasów, torfowisk, roślinności, składów węgla i paliw węglowodorowych o małej lotności, drewna, tworzyw sztucznych,
- uderzenie statku jako potencjalne zagrożenie dla konstrukcji ujęcia wody,
- występowanie zakłóceń elektromagnetycznych i prądów wirowych,
- zatkanie wlotów i wylotów powietrza lub zablokowanie ujęć i zrzutów wody przez rumosz,
- rozlewy i pożary oleju,
- zubożenie na skutek działalności człowieka zasobów wodnych akwenu chłodzącego,
- wstrząsy sejsmiczne indukowane działalnością górniczą.

Rozporządzenie projektowe<sup>42</sup>

---

<sup>42</sup> Dz. U. z 2012 r., poz. 1048.

**§ 21.** 1. Obiekt jądrowy projektuje się tak, żeby zapewnić jego bezpieczeństwo jądrowe w przypadku wystąpienia zdarzeń sejsmicznych i ich skutków.

2. (...).

3. Projektując obiekt jądrowy uwzględnia się projektowe zdarzenie sejsmiczne ze wstrząsem o powtarzalności raz na 10 000 lat, który generuje najwyższe poziome spektra przyspieszeń gruntu. Dla projektowego zdarzenia sejsmicznego określa się: rodzaj i mechanizm wstrząsu, jego lokalizację, magnitudę, czas trwania, parametry spektralne, pionowe i poziome spektra przyspieszeń podłoża oraz tensor momentu sejsmicznego.

4. W przypadku, gdy obiekt jądrowy jest narażony na wystąpienie wstrząsu indukowanego przy określaniu projektowego zdarzenia sejsmicznego uwzględnia się scenariusze wstrząsów naturalnych i indukowanych.

5. Rozwiązania projektowe obiektu jądrowego zapewniają, że w przypadku wystąpienia projektowego zdarzenia sejsmicznego, o którym mowa w ust. 3, systemy oraz elementy konstrukcji i wyposażenia obiektu jądrowego mające istotne znaczenie dla wypełniania fundamentalnych funkcji bezpieczeństwa wytrzymają obciążenia powstałe na skutek tego zdarzenia, tak, że obiekt jądrowy będzie mógł być doprowadzony do stanu bezpiecznego wyłączenia.

6. Wymaganie, określone w ust. 5, realizuje się w szczególności przez klasyfikację sejsmiczną systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia obiektu jądrowego w zależności od ich wymaganej odporności na obciążenia sejsmiczne z uwzględnieniem realizowanych funkcji bezpieczeństwa oraz określenie odpowiednich wymagań technicznych w zależności do klasy sejsmiczności.

**§ 22.1.** W projekcie obiektu jądrowego uwzględnia się zdolność jego systemów oraz elementów konstrukcji i wyposażenia mających istotne znaczenie dla wypełniania fundamentalnych funkcji bezpieczeństwa do wytrzymania skutków zdarzeń sejsmicznych poważniejszych od projektowego zdarzenia sejsmicznego, żeby wykazać, że nie nastąpi ich nagłe uszkodzenie, także w razie niewielkiego przekroczenia obciążeń projektowych.

2. Projektując obiekt na zdarzenia sejsmiczne zakłada się utratę zasilania elektrycznego obiektu jądrowego z zewnętrznych sieci elektroenergetycznych na skutek wstrząsów sejsmicznych, uwzględnia się przy tym wstrząsy wyprzedzające oraz wstrząsy wtórne.

**§ 23.** 1. W przypadku posadowienia obiektu jądrowego na obszarach, o których mowa w art. 88d ust. 2 ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. - Prawo wodne (Dz. U. z 2005 r. Nr 239, poz. 2019 z późn. zm.), lub na obszarach, na których prawdopodobieństwo wystąpienia powodzi wynosi raz na 1000 lat lub więcej niż raz na 1000 lat, obiekt jądrowy projektuje się tak, żeby zapobiec negatywnym skutkom wywołanym przez wystąpienie powodzi lub podtopienia.

2. (...).

3. Przy projektowaniu zabezpieczeń przeciwpowodziowych obiektu jądrowego uwzględnia się maksymalne rzędne zwierciadła wody o prawdopodobieństwie wystąpienia raz na 1000 lat.

**§ 33.** W projekcie elektrowni jądrowej przewiduje się rozwiązania projektowe zapewniające jej bezpieczeństwo na wypadek uderzenia dużego samolotu cywilnego, takie, że, w razie uderzenia samolotu, przy ograniczonych działaniach operatora:

- 1) rdzeń reaktora pozostaje chłodzony lub pierwotna obudowa bezpieczeństwa reaktora pozostaje nienaruszona;
- 2) utrzymuje się chłodzenie wypalonego paliwa jądrowego lub integralność basenu wypalonego paliwa jądrowego.

\*\*\*\*\*

**W Polsce** (za wyjątkiem obszarów gdzie występują wstrząsy indukowane działalnością górniczą) nie występują duże zagrożenia sejsmiczne. W północnej części kraju – gdzie mają być lokalizowane elektrownie jądrowe – maksymalne poziome przyspieszenie gruntu (*PGA – Peak Ground Acceleration*) przy naturalnym wstrząsie sejsmicznym o czasie powrotu raz na 10 000 lat może osiągnąć ok. 0,05g, podczas gdy elektrownie jądrowe generacji III+ projektuje się na obciążenia sejsmiczne odpowiadające  $PGA = 0,3g$ . Na wybrzeżu bałtyckim nie ma także znaczącego zagrożenia tsunami – ze względu na relatywnie niską sejsmiczność w rejonie Morza Bałtyckiego oraz fakt, że Bałtyk jest płytkim morzem – co też potwierdzają opinie polskich geofizyków<sup>43</sup>.

W odniesieniu zaś do **zagrożeń powodziowych** – na podstawie wniosków z awarii Elektrowni Jądrowej Fukushima Dai-ichi oraz ze „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych – planuje się podwyższenie wymagań dotyczących określenia projektowej wartości rzędnej fali powodziowej (ang. *design basis flood*), z wody powodziowej o czasie powrotu 1000 lat na 10 000 lat. Przy szacowaniu rzędnej wód powodziowych muszą być uwzględnione wszelkie czynniki i zjawiska – zarówno naturalne jak i powodowane działalnością człowieka, w szczególności takie jak: tsunami, nagon sztormowy (zwany też „meteorologicznym tsunami”), zbiorniki powierzchniowe, obszary zalewowe, fale, prądy, strefy prędkości, ekstremalne gwałtowne wichury, burze zimowe, oblodzenie, opady, obiekty hydrotechniczne i ich możliwe uszkodzenia lub nieprawidłowa eksploatacja oraz procesy erozji.

**5B)** Polska jest na etapie opracowywania Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Dokumentu strategicznego o charakterze wdrożeniowym obejmującym środki prawne, organizacyjne i formalne jakie są niezbędne dla wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce. Na tym etapie nie jest pewne nawet jaką technologią będzie zastosowana, w jakiej lokalizacji, z jakim systemem chłodzenia, jakich mocy etc. (poza tym, że będzie to reaktor generacji III lub III+).

Dane na poziomie odpowiednim do strategicznej oceny oddziaływania na środowisko a dotyczące zagrożeń sejsmicznych oraz zagrożeń powodziowych zostały przedstawione w rozdziale 4 Prognozy. . (odpowiednio rozdziały 4.2 warunki sejsmiczne w Polsce i rozdział 4.3.1 zagrożenia powodziowe w Polsce.). Uszczegółowienie tych analiz na poziomie lokalizacji znajduje się w rozdziale 10.3 oraz w załączniku do Prognozy zawierającym dane na temat lokalizacji pozostałych. W latach 2013-2014 zostaną przeprowadzone szczegółowe badania i analizy lokalizacyjne dla 3 potencjalnych lokalizacji – celem wybrania optymalnej lokalizacji dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej (EJ). Wyniki tych badań i analiz zostaną następnie wykorzystane do opracowania raportu lokalizacyjnego i raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla wybranej lokalizacji EJ. Analizy oczywiście będą także obejmować szczegółowe badania geologiczne, warunków sejsmicznych, warunków meteorologicznych i zagrożeń naturalnych na danym terenie. Dane te będą dostępne na etapie konsultacji społecznych i transgranicznej procedury oddziaływania na środowisko.

---

<sup>43</sup> <http://www.twojapogoda.pl/wiadomosci/111180,bylo-tsunami-na-baltyku-czy-nie>

Uszczegóławianie tych informacji w samym Programie, biorąc pod uwagę funkcję i charakter Programu nie jest racjonalne.

Strona Polska oświadcza, że sprawy te zostaną także szczegółowo rozpatrzone na etapie procedury oceny oddziaływania na środowisko dla konkretnych lokalizacji EJ.

**5C)** Odnośnie zapewnienia odporności elektrowni jądrowych na ewentualne **zagrożenia terrorystyczne** zwracamy uwagę, że uwzględnienie tych zagrożeń jest wymagane w rozporządzeniach wykonawczych do ustawy Prawo atomowe: przy wyborze lokalizacji – „rozporządzenie lokalizacyjne” (§2 pkt 5 lit. f) oraz przy wykonywaniu analiz bezpieczeństwa – rozporządzenie w sprawie analiz bezpieczeństwa (§8 pkt 2 lit. b); zaś w „rozporządzeniu projektowym” (§33) zawarte są wymagania dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa elektrowni jądrowej w razie uderzenia dużego samolotu cywilnego.

Aktualny stan zabezpieczeń elektrowni jądrowych przed potencjalnymi zamachami terrorystycznymi można podsumować następująco.

1. Rozwiązania projektowe elektrowni jądrowych oraz konstrukcja ich budowli i urządzeń, które są projektowane tak aby zapobiec lub ograniczyć skutki różnorodnych awarii, a także wytrzymać obciążenia związane z ekstremalnymi zjawiskami przyrodniczymi - jak trzęsienia ziemi i huragany, oraz powodowanymi działaniami ludzkimi - jak zewnętrzne wybuchy, sprawiają, że są one w dużym stopniu inherentnie odporne na potencjalne ataki terrorystyczne.
2. Pomimo tego, że przed atakami terrorystycznymi w USA 11.09.2001r., dozory jądrowe nie wymagały przedstawienia w procesie licencjonowania EJ deterministycznych analiz odporności na uderzenie samolotu, to jednak analizy i próby przeprowadzone w USA – zakładające uderzenie samolotu myśliwsko-szturmowego F4 Phantom (1988r.)<sup>44</sup> oraz średniej wielkości samolotu pasażerskiego Boeing 707-320 (1996r.)<sup>45</sup> wykazały, że obudowa bezpieczeństwa reaktora II generacji wytrzyma uderzenie i nie zostanie zniszczona przez części samolotu
3. Po samobójczych zamachach na WTC i Pentagon z 11.09.2001r. zarówno w USA, krajach UE i innych - gdzie projektowane są i/lub eksploatowane EJ, podjęto działania celem wzmocnienia ochrony EJ, przeprowadzono oceny skutków potencjalnego ataku terrorystycznego na EJ z użyciem dużego samolotu pasażerskiego, oraz zaproponowano odpowiednie zmiany w przepisach licencjonowania i wymaganiach dla projektowania EJ.
4. Szczegóły wykonanych analiz oraz wprowadzonych modyfikacji rozwiązań konstrukcyjnych i wzmocnienia ochrony fizycznej zostały – z oczywistych względów – utajnione. Publicznie dostępny jest jednak dość szczegółowy raport z wykonanych w 2002r. w USA analiz skutków uderzenia szerokokadłubowego samolotu pasażerskiego Boeing 767-400, o pełnej masie startowej, zatankowanego do pełna paliwem, przy prędkości 563 km/h<sup>46</sup>. Samolot ten wybrano jako najbardziej reprezentatywny dla ruchu lotniczego w USA, biorąc szczególnie pod uwagę rozmiary i masę jego silników. Przeanalizowano skutki uderzenia tego samolotu w: obudowę bezpieczeństwa reaktora (typową dla reaktorów lekkowodnych II generacji), budynek mieszczący baseny wypalonego paliwa, oraz kontenery do „suchego” przechowywania i do transportu wypalonego paliwa. Analizy te (wykonane przy konserwatywnych założeniach) wykazały, że

---

<sup>44</sup> Footage of 1988 rocket-sled test. Sandia National Laboratories. <http://www.sandia.gov>.

<sup>45</sup> H. Abbas at al: Aircraft crash upon outer containment of nuclear power plant. Nuclear Engineering and Design. Volume 160, No. 1, 1 February 1996, pp. 13-50(38).

<sup>46</sup> Analysis of Nuclear Power Plants Shows Aircraft Crash Would Not Breach Structures Housing Reactor Fuel. Nuclear Energy Institute. Washington, D.C., December 23, 2002. <http://www.nei.org>.  
Deterring Terrorism: Aircraft Crash Analyses Demonstrate Nuclear Power Plant's Structural Strength. ABS Consulting. ANATECH. December 2002.



obudowa bezpieczeństwa reaktora wytrzyma uderzenie i nie ulegnie zniszczeniu, podobnie jak budynek wypalonego paliwa oraz kontenery do suchego przechowywania i transportu wypalonego paliwa – nie wystąpiłoby zatem żadne uwolnienie substancji promieniotwórczych.

5. Oceny przeprowadzone w USA<sup>47</sup> wykazały, że również zamach z użyciem mniejszego samolotu tzw. „dyspozycyjnego” (*general aviation aircraft*), nawet wypełnionego materiałami wybuchowymi, nie spowodowałby zniszczenia obudowy bezpieczeństwa.
6. Dokument „EUR” (*European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants*) zawiera wytyczne do projektowania także w odniesieniu do odporności budowli EJ na uderzenie samolotu oraz na wybuch zewnętrzny. Amerykański dozór jądrowy (US NRC) wprowadził do przepisów licencjonowania EJ (*Code of Federal Regulations – 10 CFR50, §50.150*) wymóg przedstawienia deterministycznych analiz skutków uderzenia dużego samolotu cywilnego w obiekty EJ. Podobne wymagania wprowadzone zostały także w polskim „rozporządzeniu projektowym” (§33).
7. Konstrukcje obudów bezpieczeństwa (i innych ważnych dla bezpieczeństwa obiektów) reaktorów generacji III+ zostały w ostatnich latach wzmocnione aby zwiększyć ich odporność na uderzenie dużego samolotu pasażerskiego – choć i tak były one mocniejsze od obiektów EJ z reaktorami II generacji, których odporność wykazały amerykańskie analizy z 2002r.
8. Elektrownie jądrowe są obiektami szczególnie starannie i silnie chronionymi. Każda EJ posiada indywidualnie zaprojektowany system ochrony fizycznej, na który składają się różnorodne środki techniczne oraz ochrona przez dobrze wyszkolone i wyposażone oddziały strażników – w celu m.in. minimalizacji ryzyka naziemnego zamachu terrorystycznego (dokonanego z zewnątrz lub od wewnątrz), w szczególności także bombowego. Systemy ochrony fizycznej EJ zostały dodatkowo znacznie wzmocnione po zamachach terrorystycznych na cele w USA w dn. 11.09.2001r.
9. Niezależnie od skuteczności ochrony fizycznej - ze względu na rozwiązania techniczne EJ (zwielokrotnienie układów bezpieczeństwa, separacja fizyczna i przestrzenna, stosowanie urządzeń pasywnych, i in.), oraz bardzo mocną konstrukcję urządzeń i budowli - ich skuteczne uszkodzenie, mogące doprowadzić do uwolnienia do otoczenia dużych ilości substancji radioaktywnych jest bardzo trudne.
10. Dodatkowo państwa członkowskie UE i NATO korzystają ze wsparcia tych organizacji w zakresie zapobiegania zamachom terrorystycznym, min. także na obiekty jądrowe, oraz środków zaradczych w razie zaistnienia takiego zamachu.

Wszystkie zagrożenia zewnętrzne w rejonie rozpatrywanych obecnie (3 lub 4) potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowych zostaną szczegółowo przeanalizowane w ramach badań i analiz lokalizacyjnych zaplanowanych na lata 2013-2014.

**5D)** W Prognozie napisano, że *„Powódź 2010 r. kolejny raz obnażyła niedoskonałości polskiego systemu zabezpieczeń przeciwpowodziowych, i to zarówno jego części technicznych<sup>48</sup>, jak i nietechnicznych<sup>49</sup>. Powszechnie dochodziło do przerwania wałów przeciwpowodziowych i zalewania*

---

<sup>47</sup> Robert M. Jefferson Consultant: Nuclear Security: General aviation is not a threat. Albuquerque, New Mexico. May 16, 2002.

<sup>48</sup> Metody techniczne w ochronie przeciwpowodziowej dzielą się na czynne (sterowanie pracą zbiorników retencyjnych, zamknięciami polderów, regulacją odpływu z suchych zbiorników, kruszenie zatorów lodowych itp.) oraz bierne (eksploatacja wałów przeciwpowodziowych, polderów, kanałów ulgi i innych obiektów niesterowanych).

<sup>49</sup> Do nietechnicznych metod ochrony przeciwpowodziowej zalicza się zarówno działania usprawniające systemy ostrzegawczo-alarmowe, jak i działania prewencyjne, w tym zwiększenie świadomości mieszkańców dolin rzecznych. Skutecznym narzędziem w ograniczaniu negatywnych skutków powodzi powinny być także szczegółowe mapy zagrożenia powodziowego.

*den dolin rzecznych, czego przykładem mogą być obszar gminy Wilków czy fragmenty Sandomierza nad Wisłą. Dotkliwie dał się odczuć brak informacji w zakresie zagrożenia i ryzyka powodziowego<sup>50</sup>”.*

Strona Polska informuje, że taka była między innymi rola Prognozy. Analiza skutków strategicznych i wskazywanie słabych stron które należy uzupełnić. W Prognozie wskazano także najbardziej prawdopodobne zagrożenia w dolinach rzecznych wskazując, że związane one są z:

- nagłymi powodziami (tzw. flash flood) w wyniku opadów nawaalnych – głównie małe cieki, szczególnie na obszarach górskich i wyżynnych,
- powodziami na rzekach głównych i ich dopływach przy przedłużających się opadach rozlewnych – cały kraj,
- powodziami wskutek zatorów lodowych i śryżowych – dotyczy głównie miejsc predysponowanych terenowo lub warunkowanych hydrozabudową (np. stopień wodny Włocławek),
- powódzie z cofki – na obszarach przymorskich podczas sztormu, na bocznych dopływach podczas wysokiego stanu rzeki głównej.

Strona Polska informuje, że obecnie kwestie adaptacji do zmian klimatycznych w tym także tworzenie systemów wczesnego ostrzegania są priorytetem polski. Należy jednak zaznaczyć, że lokalizacja elektrowni w miejscu nawet potencjalnie zagrożonym wystąpieniem powodzi jest wykluczona.

Warto także dodać, że wśród aktualnie rozpatrywanych potencjalnych lokalizacji dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej (Gąski, Choczewo, Żarnowiec, plus dodatkowa – Kopań) nie ma lokalizacji położonych nad rzekami – wszystkie te lokalizacje położone są w pobliżu wybrzeża Morza Bałtyckiego (najdalej lokalizacja Żarnowiec nad Jeziolem Żarnowieckim, w odległości ok. 10 km od morza). Natomiast w dającej się przewidzieć perspektywie czasowej nie planuje się lokalizowania elektrowni jądrowych nad Odrą.

Strona Polska oświadcza, że przy wyborze lokalizacji w ramach prowadzonych badań zostanie oczywiście uwzględniony fakt, że elektrownie jądrowe nie mogą w negatywny sposób wpływać na działania prewencyjne oraz działania łagodzące skutki powodzi zarówno w Polsce jak i w graniczących z Polską obszarach Niemiec.

## **6. ODDZIAŁYWANIA STANÓW AWARYJNYCH W ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH.**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

A) BRAK MOŻLIWOŚCI UNIKNIĘCIA AWARII W ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH.

B) PROGNOZA SEA NIE OCENIA WE WŁAŚCIWY SPOSÓB SKUTKÓW I MOZLIWOŚCI WSTĄPIENIA AWARII.

---

<sup>50</sup> Ryzyko związane z wystąpieniem powodzi z reguły oblicza się rozwijając ogólny wzór:  $R = H \times V$ , gdzie R–ryzyko powodziowe (ang. risk), H–zagrożenie (ang. hazard), V–podatność na straty (ang. vulnerability).

C) BŁĘDNA OCENA W PROGNOZIE SEA PRAWDOPODOBIEŃSTWA WSYTAPEINIA AWARII (PODANE W PROPORCJI REAKTOR/ ROK). NIEODPOWIEDZIALNA OCENA, ŻE MOZLIWOSC WYSTAPIENIA AWARII JEST BLISKA ZERU

[1, 11, 16, 18, 19, 27, 29, 31-32, 38, 42, 45, 46, 48, 49, 58, 66, 69, 70, 78, 90, 93, 95, 97-100, 104, 109, 119, 120, 121, 124, 126, 127, 131, 135, 150, 152-154, 156, 158, 186, 203, 204, 206, 209-211, 239, 243]

**6A)** Zarzut dotyczy awarii jądrowych, przywołuje on przy tym awarie w Czarnobylu i Fukushima, twierdząc, że podobne katastrofalne awarie mogą zdarzyć się w każdej chwili w dowolnej elektrowni jądrowej, nie wyłączając najnowocześniejszych elektrowni generacji III i III+, oraz spowodować skażenia promieniotwórcze środowiska na wielką skalę oraz zagrożenia dla zdrowia lub życia ludzi. Autorzy zarzutu nie dostrzegają postępu technologicznego jaki dokonał się w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego reaktorów nowej generacji, a także faktu niereprezentatywności Czarnobyla i Fukushimy dla potencjalnych awarii jakie mogłyby zdarzyć się w europejskich elektrowniach jądrowych, w tym zwłaszcza z reaktorami nowej generacji. Żądają Oni kategorycznie rezygnacji z energetyki jądrowej, która jest ich zdaniem bardzo niebezpieczna, bo nie można wykluczyć awarii w elektrowniach jądrowych.

Tymczasem awaria w Czarnobylu miała miejsce w kanałowym reaktorze wodno-grafitowym (LWGR - RBMK) – to typ reaktora zaprojektowanego oryginalnie do wytwarzania plutonu do celów militarnych, który został w ZSRR zaadaptowany do wytwarzania energii elektrycznej (reaktory tego typu w pewnych stanach charakteryzują się niestabilnością), zaś bezpośrednią przyczyną awarii był nieodpowiedzialny, fatalnie przygotowany i prowadzony eksperyment, w czasie którego operatorzy wyłączyli po kolei wszystkie najważniejsze systemy bezpieczeństwa. Reaktory typu czarnobylskiego nie były nigdzie poza ZSRR używane w energetyce, a gdyby podobne błędy jak w Czarnobylu popełnili operatorzy bloku jądrowego z reaktorem wodnym (jakkolwiek niektórych z tych błędów w ogóle nie mogliby popełnić) to skutkiem byłoby automatyczne wyłączenie się reaktora. Pośrednią, lecz bardzo istotną, przyczyną tej awarii był też brak „kultury bezpieczeństwa” i słabość radzieckiego dozoru jądrowego.

Z kolei w awaria w Fukushima nastąpiła w starych reaktorach wrzących (BWR) II. generacji, ze stosunkowo słabymi obudowami bezpieczeństwa (typu Mark-I). **Bezpośrednią przyczyną** tej awarii było katastrofalne trzęsienie ziemi o magnitudzie IX stopni w skali Richtera (jedno z najsilniejszych w historii Japonii), jakie wystąpiło pod dnem Oceanu Spokojnego, w odległości ok. 130 km na wschód od wyspy Honsiu, a przede wszystkim olbrzymia fala tsunami wywołana przez to trzęsienie. Trzęsienie ziemi i tsunami spowodowały olbrzymie spustoszenia na dużych obszarach w prefekturach Miyagi i Fukushima, zabitych lub zaginionych zostało ok. 19 000 osób a rannych ok. 27 000 osób. W Elektrowni Jądrowej Fukushima Dai-ichi fala tsunami, o wysokości szacowanej na 14-15 m, przelała się przez o wiele za niski falochron (obliczony na falę o max wysokości 5,7 m) zalewając teren elektrowni na głębokość 4-5 m, jednocześnie niszcząc szereg układów i urządzeń istotnych dla bezpieczeństwa, w tym systemów bezpieczeństwa. W szczególności tsunami zniszczyło ujęcie i pompownię wody chłodzącej (położone za falochronem) i zmyło zbiornik magazynowy oleju napędowego, zanieczyszczona woda morska wdarła się poprzez otwarte kanały rurociągów i kabli do budynku maszynowni zalewając awaryjne agregaty dieslowskie (położone poniżej terenu elektrowni),

rozdzielnie elektryczne systemów bezpieczeństwa, akumulatornie oraz inne urządzenia ważne dla bezpieczeństwa. **Pośrednie przyczyny** tej awarii to błędy i zaniechania ludzi i instytucji odpowiedzialnych za zapewnienie bezpieczeństwa elektrowni jądrowych.

Źle wybrano lokalizację tej elektrowni – nie tylko w rejonie dużych zagrożeń sejsmicznych ale przede wszystkim zagrożeń tsunami, a co gorsza – błędnie oszacowano maksymalną projektową wysokość fali tsunami.

Nie wprowadzono niezbędnych ulepszeń i środków bezpieczeństwa, a w szczególności:

- zabezpieczeń przeciwpowodziowych chroniących przed zalaniem – w tym w szczególności przez falę tsunami – teren elektrowni, jak również (dodatkowo) określone obiekty mające żywotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa;
- dodatkowych (wtórnych) systemów bezpieczeństwa umieszczonych w budynkach (typu bunkrowego) zabezpieczonych przed zalaniem (szczelnych lub umieszczonych wystarczająco wysoko)<sup>51</sup>, które zapewniałyby bezpieczeństwo elektrowni nawet w razie wystąpienia skrajnych zagrożeń naturalnych;
- pasywnych systemów i urządzeń – zwłaszcza mieszania atmosfery obudowy bezpieczeństwa i rekombinacji wodoru;
- nie zmodernizowano odpowiednio układów upuszczania gazów z obudowy bezpieczeństwa tak, by możliwe było ich bezproblemowe użycie w warunkach ciężkiej awarii, przy braku zasilania w energię elektryczną i sprężone powietrze.

Za powyższe zaniedbania winę ponosi nie tylko właściciel i eksploatacja EJ Fukushima (TEPCO), ale także i japoński Dozór Jądrowy. Funkcje dozoru jądrowego w Japonii były rozczłonkowane pomiędzy 3 jednostki organizacyjne, które były też niewłaściwie podporządkowane organizacyjnie, w szczególności główna agencja dozoru (NISA) – Ministerstwu Gospodarki, Handlu i Przemysłu. W takiej formule organizacyjnej japoński dozór okazał się nieskuteczny w egzekwowaniu wymagań bezpieczeństwa jądrowego. W 2012 r. dozór jądrowy został w Japonii radykalnie przeorganizowany i obecnie składa się on z dwóch nowych jednostek podporządkowanych Ministrowi Środowiska: Nuclear Safety Advisory Committee oraz Nuclear Safety Agency.

Prawdą jest, że nie można całkowicie wykluczyć ciężkich awarii w elektrowniach jądrowych, które mogłyby spowodować skażenia promieniotwórcze w ich otoczeniu. Jednakże - zwłaszcza w przypadku reaktorów generacji III i III+ - prawdopodobieństwo takich awarii jest skrajnie małe (niższe niż raz na milion reaktoro-lat, tj. ok. 100-krotnie niższe niż dla reaktorów II. generacji), zaś wielkość i zasięg możliwych skażeń są ograniczone w takim stopniu aby konieczne działania interwencyjne w celu ochrony zdrowia ludności mogły być ograniczone do terenu w promieniu kilku kilometrów od reaktora (zgodnie z wymaganiami dokumentu „EUR”<sup>52</sup> – 3 km). Przy tym kluczowym elementem wymagań bezpieczeństwa stawianym projektom elektrowni jądrowych nowej generacji jest wymóg praktycznego wykluczenia (deterministycznie, poprzez zastosowanie odpowiednich rozwiązań projektowych) awarii ze stopieniem rdzenia reaktora, które mogłyby prowadzić do wczesnego

---

<sup>51</sup> Takie właśnie ulepszenia bezpieczeństwa zastosowano w szeregu europejskich EJ zlokalizowanych w rejonach zagrożeń powodziowych.

<sup>52</sup> European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision C. April 2001.

uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa reaktora lub do bardzo dużych uwolnień substancji promieniotwórczych do otoczenia. Rozwiązania projektowe elektrowni jądrowych generacji III i III+ są całkowicie odmienne od czarnobylskich (RBMK), oraz znacznie różnią się także od fukushimskich (starych BWR-ów, ze słabymi obudowami bezpieczeństwa i z innymi wadliwymi rozwiązaniami projektowymi). W żadnym razie więc projektów tych bloków RBMK – z Czarnobyli, lub starych BWR (BWR-3 i BWR-4) – z Fukushima, nie można uznać za reprezentatywne dla nowoczesnych jądrowych bloków energetycznych nowej generacji – a tylko takie będą mogły być budowane w Polsce.

Spośród ciężkich awarii jądrowych reaktorów energetycznych (ze stopieniem rdzenia) jakie miały miejsce na świecie za reprezentatywną dla reaktorów jakie mogą być budowane w Polsce można uznać tylko awarię reaktora wodno-ciśnieniowego (PWR) 2. bloku EJ Three Mile Island (TMI-2) w USA. W tym przypadku jednak, pomimo zniszczenia rdzenia reaktora, filozofia „obrony w głąb” (ang. *defence-in-depth*) zastosowana przy projektowaniu wykazała swoją skuteczność i skutki radiologiczne tej awarii w otoczeniu EJ były bardzo niewielkie – miliony razy mniejsze niż w przypadku Czarnobyli, czy nawet Fukushima. Z awarii TMI-2 przemysł jądrowy wyciągnął obszerne i daleko idące wnioski dotyczące zarówno rozwiązań technicznych jak i szkolenia operatorów oraz wsparcia technicznego personelu EJ w sytuacjach awaryjnych, które zostały wykorzystane także przy określaniu wymagań dla reaktorów nowej generacji.

W Polsce Dozór Jądrowy podlega Ministrowi Środowiska – a zatem w naszym kraju działalność dozorowa związana z nadzorem i kontrolą bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej jest oddzielona i niezależna od działalności związanej z promowaniem i rozwojem energetyki jądrowej. Ponadto, polski Dozór Jądrowy został ustawowo wyposażony w rozległe uprawnienia (obszerne informacje na ten temat zawarte są w rozdziale 14).

W Polsce nie występują zagrożenia naturalne takie jak w Japonii – rejony potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowych to tereny o niskiej sejsmiczności, nie ma także znaczących zagrożeń tsunami (ze względu na niską sejsmiczność oraz fakt, że Bałtyk jest bardzo płytkim morzem), obszerne informacje dot. zagrożeń zewnętrznych podano w rozdziale 5. Co więcej – „stress testy” wykazały odporność projektów jądrowych bloków energetycznych nowej generacji nawet na zagrożenia zewnętrzne takie jakie wystąpiły w Fukushima.

W podsumowaniu - strona polska uważa, że awarie w Czarnobyli i Fukushima nie są reprezentatywne dla oceny ryzyka związanego z rozwojem energetyki jądrowej w Polsce, oraz że ryzyko to jest na akceptowalnym poziomie, zważywszy na planowane zastosowanie najnowocześniejszych i najbezpieczniejszych obecnie komercyjnie dostępnych technologii EJ oraz nie występowanie znaczących zagrożeń zewnętrznych w rejonach potencjalnych lokalizacji.

**6B)** Zarzut ten jest całkowicie bezzasadny. W „Prognozie...” (w rozdz. 7) określono zarówno rodzaje jak i prawdopodobieństwo wystąpienia oraz skutki możliwych awarii jądrowych bloków energetycznych wyposażonych w reaktory lekkowodne generacji III+ rozpatrywanych typów (EPR, AP1000, ESBWR), zarówno projektowych jak i poza-projektowych (rozszerzone warunki projektowe). W szczególności: wielkości emisji substancji promieniotwórczych w razie awarii projektowych i ciężkich awarii podano w pkt 7.1.2 i 7.1.3; zaś prawdopodobieństwa wystąpienia i skutki radiologiczne różnych stanów przejściowych (incydentów) oraz awarii projektowych i ciężkich awarii podano w pkt 7.4 i 7.5.

**6C)** Zarzut ten jest całkowicie bezzasadny. Przytoczone w „Prognozie...” dane dotyczące prawdopodobieństwa wystąpienia awarii opierają się na wynikach probabilistycznych ocen bezpieczeństwa zweryfikowanych przez dozory jądrowe wielu krajów, a w szczególności: amerykański (US NRC), francuski (ASN), brytyjski (HSE-ONR) i fiński (STUK). Ponadto oceny te zostały także zweryfikowane przez zespoły ekspertów MAEA w ramach Generic Reactor Safety Review Project<sup>53</sup>. Natomiast metodologia probabilistycznych analiz bezpieczeństwa elektrowni jądrowych jest rozwijana i doskonalona od kilkadziesiąt lat, obecnie jest szeroki konsensus międzynarodowy w tej dziedzinie, którego wyrazem są szczegółowe wytyczne Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej w sprawie probabilistycznych ocen bezpieczeństwa<sup>54</sup>.

Prawdopodobieństwo wystąpienia ciężkiej awarii (związanej ze stopieniem rdzenia reaktora) w elektrowni jądrowej z reaktorem generacji III lub III+ jest mniejsze niż raz na milion lat eksploatacji reaktora, natomiast ciężkiej awarii, która mogłaby prowadzić do dużych uwolnień substancji promieniotwórczych do otoczenia jest mniejsze niż raz na 10 milionów lat eksploatacji reaktora, zatem uprawnione jest stwierdzenie, że możliwość wystąpienia ciężkiej awarii ze znacznymi skutkami dla środowiska jest bliskie zeru.

W szczególności, polskie przepisy ustanawiają najwyższe standardy bezpieczeństwa energetyki jądrowej, przyjęte obecnie w świecie, zgodne z najnowszymi wymaganiami międzynarodowymi (w szczególności cele bezpieczeństwa dla reaktorów nowej generacji zawarte w dokumencie MAEA SSR-2/1 i w Deklaracji WENRA z 2010r.<sup>55</sup>), uwzględniając także wymagania dokumentu „EUR” oraz wnioski z awarii EJ Fukushima Dai-ichi i ze „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych. Wymagania bezpieczeństwa zawarte w polskich przepisach bynajmniej nie ograniczają się jedynie do ustalenia kryteriów probabilistycznych. Wspomniane cele bezpieczeństwa dla reaktorów nowej generacji, które zostały przyjęte w polskich przepisach, dotyczą praktycznego wykluczenia (deterministycznie, poprzez zastosowanie odpowiednich rozwiązań projektowych) awarii ze stopieniem rdzenia reaktora, które mogłyby prowadzić do wczesnego uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa reaktora lub do bardzo dużych uwolnień substancji promieniotwórczych do otoczenia, oraz ograniczenia skutków awarii ze stopieniem rdzenia, które nie zostały wykluczone, w takim stopniu aby znacząco ograniczyć konieczności podejmowania działań interwencyjnych celem ochrony zdrowia ludności do ograniczonego obszaru i czasu.

Wymagania w tym zakresie zawarte są w art. 35b ust. 2 ustawy Prawo atomowe (znowelizowanej 13.05.2011 r.) oraz w §9 i §32 „rozporządzenia projektowego” (jest to rozporządzenie Rady Ministrów będące jednym z aktów wykonawczych do ustawy Prawo atomowe), poniżej przytaczamy stosowne wymagania zaczerpnięte z tych przepisów (dalsze obszernie informacje na ten temat podano w rozdziale 14, pkt 14C).

#### Prawo atomowe<sup>56</sup>

<sup>53</sup> Modro S.M. APPLICATION OF IAEA SAFETY STANDARDS: Insights from Generic Reactor Safety Review Projects (GRSR) Nuclear Power Summit, Warszawa, 25 – 26 listopada 2009 r.

<sup>54</sup> Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants. Specific Safety Guide No. SSG-3.

Development and Application of Level 2 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants). Specific Safety Guide No. SSG-4.

<sup>55</sup> WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants. November 2010.

<sup>56</sup> Dz. U. z 2012 r., poz. 264 i 908.

**Art. 36c.**

(...)

2. W przypadku awarii ze stopieniem rdzenia reaktora projekt obiektu jądrowego zawiera rozwiązania, które, z maksymalnym prawdopodobieństwem, zapobiegają:

1) sekwencjom zdarzeń prowadzącym do wczesnych uwolnień substancji promieniotwórczych, rozumianym jako sytuacje, w których są wymagane działania interwencyjne poza terenem obiektu jądrowego, w przypadku braku czasu na ich przeprowadzenie;

2) sekwencjom zdarzeń prowadzącym do dużych uwolnień substancji promieniotwórczych, rozumianym jako sytuacje, w których są wymagane nieograniczone w przestrzeni lub czasie działania chroniące społeczeństwo.

Rozporządzenie projektowe<sup>57</sup>

**§ 9.** Projekt obiektu jądrowego zapewnia ograniczenie uwolnień substancji promieniotwórczych poza obudowę bezpieczeństwa reaktora w razie zaistnienia warunków awaryjnych tak, żeby w przypadku wystąpienia:

- 1) awarii projektowych nie było konieczne podejmowanie jakichkolwiek działań interwencyjnych poza granicami obszaru ograniczonego użytkowania;
- 2) rozszerzonych warunków projektowych nie było konieczne podejmowanie:
  - a) wczesnych działań interwencyjnych poza granicami obszaru ograniczonego użytkowania obiektu jądrowego podczas trwania uwolnień substancji promieniotwórczych z obiektu jądrowego,
  - b) średnioterminowych działań interwencyjnych w jakimkolwiek czasie poza granicami strefy planowania awaryjnego,
  - c) długoterminowych działań interwencyjnych poza granicami obszaru ograniczonego użytkowania obiektu jądrowego.

**§ 32. 1.** Projekt elektrowni jądrowej oraz reaktora badawczego uwzględnia sekwencje awaryjne z ominięciem obudowy bezpieczeństwa reaktora, nawet bez stopienia paliwa, lecz mogące prowadzić do bezpośredniego uwolnienia substancji promieniotwórczych poza pierwotną obudowę bezpieczeństwa, poprzez zastosowanie następujących rozwiązań:

- 1) odpowiednich zapasów bezpieczeństwa przy projektowaniu systemów połączonych z obiegiem chłodzenia reaktora;
- 2) minimalizację liczby przepustów przez pierwotną obudowę bezpieczeństwa reaktora;
- 3) armatury odcinającej o odpowiedniej niezawodności i zwielokrotnieniu na rurociągach połączonych z obiegiem chłodzenia reaktora, przechodzących przez pierwotną obudowę bezpieczeństwa;

---

<sup>57</sup> Dz. U. z 2012 r., poz. 1048.

- 4) *w przypadku reaktora wodno-ciśnieniowego - środków bezpieczeństwa celem zminimalizowania utraty chłodziwa reaktora i uwolnień substancji promieniotwórczych poza obudowę bezpieczeństwa reaktora w razie rozerwań rurek w wytwornicy pary.*

*2. Elektrownię jądrową oraz reaktor badawczy projektuje się tak, żeby zapobiec ciężkim awariom, które mogłyby prowadzić do wczesnego uszkodzenia pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora, albo wykazuje się, iż prawdopodobieństwo ich wystąpienia jest na tyle małe, że nie jest konieczne uwzględnienie ich w projekcie.*

*3. Awarie, o których mowa w ust. 2, obejmują w szczególności:*

- 1) *wybuch wodoru;*
- 2) *uszkodzenie zbiornika reaktora przy ciśnieniu mogącym prowadzić do:*
  - a) *wyrzutu materiału stopionego rdzenia oraz bezpośredniego grzania pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora lub*
  - b) *powstania odłamków o wysokiej energii mogących zagrozić integralności pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora;*
- 3) *wybuch pary, który mógłby zagrozić integralności pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora;*
- 4) *awarie reaktywnościowe, w tym heterogeniczne rozcieńczenie kwasu borowego.*

*4. W projekcie elektrowni jądrowej oraz reaktora badawczego przewiduje się rozwiązania zapewniające ograniczenie przez system obudowy bezpieczeństwa reaktora skutków ciężkich awarii związanych z degradacją rdzenia reaktora, w szczególności przez:*

- 1) *zatrzymanie i chłodzenie stopionego rdzenia reaktora;*
- 2) *ograniczenie skutków oddziaływania stopionego rdzenia reaktora z betonem;*
- 3) *ograniczenie przecieków z obudowy bezpieczeństwa reaktora, uwzględniając obciążenia związane z utlenianiem koszulek elementów paliwowych i spalaniem wodoru oraz inne obciążenia mogące wystąpić podczas ciężkich awarii;*
- 4) *wydłużenie czasu, po którego upływie potrzebne będą jakiejkolwiek interwencje operatora lub działania celem opanowania awarii.*

## **7. ODDZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z CYKLU PALIWOWEGO**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

- A) **BRAK LUB NIEPEŁNA INFORMACJA O SPOSOBIE POSTĘPOWANIA Z ODPADAMI RADIOAKTYWNYMI.**
- B) **ODPADY NUKLEARNE TO NIEODPOWIEDZIALNE SKAŻENIE.**



C) DO DZISIAJ NIE MA NA ŚWIECIE ANI JEDNEGO SKŁADOWISKA ODPADÓW NUKLEARNYCH, KTÓRE ZAGWARANTOWAŁOBY OCHRONĘ BIOSFERY PRZED ICH DZIAŁANIEM PRZEZ OK. MILION LAT.

D) NIE UWZGLĘDNIONO KOSZTÓW UNIESZKODLIWIANIA I SKŁADOWANIA ODPADÓW.

E) OBAWA PRZED WYWOŻENIEM ODPADÓW RADIOAKTYWNYCH ZA GRANICĘ

F+A) NIE PRZEDSTAWIONO INFORMACJI NA TEMAT TRANSPORTU PALIWA URANOWEGO DO ELEKTROWNI ORAZ TRANSPORTU ODPADÓW. STRONA NIEMIECKA WYRAŻA OBAWĘ, ZE TRANSPORT TEN MOŻE ZAGRAŻAĆ BEZPIECZEŃSTWU OBYWATELI NIEMIECKICH. PRZEZ GMINĘ MESCHERIN/URZĄD MIASTA GARTZ NAD ODRAJ/MIASTO GARTZ NAD ODRAJ/GMINĘ HOHENSELCHOW-GROß PINNOW/ GMINĘ CASEKOW/ GMINĘ TANTOW PRZEBIEGAJĄ WAŻNE POŁĄCZENIA DROGOWE DO PONADREGIONALNEJ KOMUNIKACJI W KIERUNKU DO ORAZ Z POLSKI PÓŁNOCNO-ZACHODNIEJ, KTÓRE EWENTUALNIE MOGŁYBY BYĆ BRANE POD UWAGĘ NA POTRZEBY TRANSPORTÓW. WYKORZYSTANIE ICH DO TRANSPORTU MATERIAŁÓW RADIOAKTYWNYCH WIĄZAŁOBY SIĘ Z BEZPOŚREDNIMI ZAGROŻENIAMI DLA LUDNOŚCI. NALEŻAŁOBY SIĘ TAKŻE LICZYĆ Z PROTESTAMI LUDNOŚCI PRZECIWKO WSZELKIM TRANSPORTOM, KTÓRE DŁUGOTRWALE ZABURZYŁYBY SPOŁECZNĄ ZGODĘ.

**[5, 18, 25, 33, 35, 40, 49, 51, 52, 59, 62, 71-73, 75, 80, 81, 83-85, 87, 91-92, 94, 96, 106, 115, 119, 122, 129, 111, 117, 118, 130, 140, 142, 149, 155, 160, 161, 167, 217-226, 236, 238, 241, 243]**

**7A)** Strona Polska informuje, że w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej przyjęto, że do roku 2050 wypalone paliwo będzie przechowywane w przechowalnikach przyreaktorowych oraz na składowisku przejściowym na terenie elektrowni. Problem konieczności budowy składowiska odpadów radioaktywnych pojawi się zatem za ok. **30-40 lat** od uruchomienia pierwszej elektrowni jądrowej to jest najwcześniej ok. 2050 r. Do roku 2050 Polska nie planuje innego postępowania z odpadami. To rozwiązanie istotne z punktu widzenia racjonalności podlegało ocenie OOS i jest opisane zarówno PPEJ jak i w Prognozie do PPEJ. W Prognozie oddziaływania na środowisko scharakteryzowano problem odpadów promieniotwórczych i wskazano możliwości jego rozwiązania (w rozdziale opisującym „cykl paliwowy”) na poziomie szczegółowości w jakim do tych kwestii odnosi się oceniany Program.

Wzięto także pod uwagę, że Ministerstwo Gospodarki opracowuje obecnie *plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym* - załącznik 1 – działanie 5 Programu Polskiej Energetyki Jądrowej.

Zgodnie z Harmonogramem *Krajowy plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym* ma zostać ukończony do końca 2013 roku. **KPPzOPiWPJ** podobnie jak Program Polskiej Energetyki Jądrowej będzie podlegał strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, która oceni skutki środowiskowe jego wprowadzenia i tym samym skutki środowiskowe transportu, przechowywania i składowania odpadów promieniotwórczych, włącznie z usuwaniem skażeń promieniotwórczych i likwidacją obiektu jądrowego. Przetarg na wybór wykonawcy Prognozy OOS odbędzie się na przełomie 2012 i 2013 roku. **W Programie tym zostaną uszczegółowione kwestie dotyczące cyklu paliwowego.**

Polska jest na etapie opracowywania Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Dokumentu strategicznego o charakterze wdrożeniowym obejmującym środki prawne, organizacyjne i formalne

jakie są niezbędne dla wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce. Na tym etapie nie jest pewne nawet jaką technologia będzie zastosowana, w jakiej lokalizacji, z jakim systemem chłodzenia, jakich mocy etc. (poza tym, że będzie to reaktor generacji III lub III+). Uszczegóławianie tych informacji w samym Programie, biorąc pod uwagę funkcję i charakter Programu nie jest racjonalne.

Na obecnym etapie wdrażania PPEJ Polska nastawiona jest na przyjęcie cyklu otwartego. Nie jest jednak wykluczone, że w toku rozwoju technologicznego samych elektrowni jądrowych jak i sposobów bezpiecznego przetwarzania wypalonego paliwa jądrowego, przyjęcie cyklu zamkniętego w przyszłości nie okaże się bardziej zasadne i racjonalne dla Polski także ze środowiskowego punktu widzenia. Kwestii tych nie da się jednak rozstrzygnąć na obecnym etapie wdrażania energetyki jądrowej w Polsce. Z tego względu przyjmuje się, że w Polsce wdrażany będzie otwarty cykl paliwowy.

Koszty usuwania odpadów promieniotwórczych i likwidacji elektrowni będą pokrywane z wpłat, które będzie uiszczać Polska elektrownia jądrowa w ciągu swego okresu pracy, doliczając te koszty do opłat za energię elektryczną. Zgromadzony fundusz będzie pozostawał pod nadzorem niezależnego organu związanego z ochroną środowiska. Takie rozwiązanie zostało zawarte w projekcie rozporządzenia w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej. Projekt jest dostępny publicznie <http://www.paa.gov.pl/dokumenty/legislacja/21Koszty.pdf>. W uzasadnieniu podano pełną informację o podstawie przyjęcia składki i sposobach jej wyliczenia. Projektowana nadpłata to 17,16 zł za jedną wyprodukowaną megawatogodzinę energii elektrycznej.

**STRONA POLSKA CHCE JEDNOCZEŚNIE PODKREŚLIĆ, ŻE NIE WDRAŻA PROGRAMU ENERGETYKI JĄDROWEJ BEZ WIEDZY I BEZ POMYSŁÓW NA ROZWIĄZANIE KWESTII WYSOKOAKTYWNYCH ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH.**

Kwestie te były już rozpatrywane na potrzeby pierwszego programu jądrowego w Polsce (EJ Żarnowiec). W tamtym okresie wykonano szereg badań związanych z wytypowaniem lokalizacji głębokiego składowiska wypalonego paliwa. Prace te były kontynuowane także po zakończeniu pierwszego programu jądrowego w latach 1997-99 w ramach opracowanego przez Polską Agencję Atomistyki Strategicznego Programu Rządowego „*Gospodarka odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym w Polsce*”. Jednym z zadań Programu było wytypowanie lokalizacji i opracowanie koncepcji składowiska odpadów promieniotwórczych w głębokich formacjach geologicznych.

W wyniku prowadzonych w ramach Programu Rządowego prac nad wytypowaniem lokalizacji składowiska odpadów promieniotwórczych w głębokich formacjach geologicznych zidentyfikowano 44 struktury skalne na terenie Polski w których jest potencjalna możliwość lokalizacji głębokiego składowiska odpadów radioaktywnych. Struktury obejmują skały magmowe i metamorficzne, utwory ilaste, złoża soli. Za regiony perspektywiczne uznano skały krystaliczne w podłożu platformy wschodnio-europejskiej w NE Polsce, kompleksy skał ilastych na monoklinie przedsudeckiej i na wyniesieniu Łęby oraz wybrane wysady solne z cechsztyńskiej formacji solonośnej Niżu Polskiego.

W ramach prowadzonych prac dokonano także negatywnej oceny możliwości składowania odpadów promieniotwórczych w wyrobiskach górniczych i powierzchniowych formacjach geologicznych oraz w

niezagospodarowanych głębokich formacjach geologicznych. Negatywnie oceniono też obszary zbiorników wód podziemnych, zalegania cennych kopalin, obszary aktywne sejsmicznie, położone w obrębie prowadzenia prac górniczych czy wreszcie atrakcyjne pod względem przyrodniczo krajobrazowym.

Zatem Polska dysponuje zarówno badaniami jak i wiedzą wskazującą na możliwość rozwiązania gospodarki paliwem wypalonym odpadami promieniotwórczymi na terenie kraju.

### **ZARÓWNO PROGRAM POLSKIEJ ENERGETYKI JADROWEJ JAK I PROGNOZA DO PROGRAMU ZOSTANĄ UZUPEŁNIONE O WSKAZANE POWYŻEJ INFORMACJE.**

**7B)** Jedną z głównych tez przedstawioną przez stronę Niemieckiej jest to, że działania prowadzące do powstawania odpadów radioaktywnych są nieodpowiedzialne oraz to, że nie ma na świecie skutecznego i dobrego sposobu postępowania z takimi odpadami.

Pojęcie odpadów radioaktywnych obejmuje szeroką gamę przedmiotów i materiałów. Skupiając się tylko na odpadach pochodzących z elektrowni jądrowych można wskazać: rękawiczki gumowe i pokrowce ochronne na obuwiu (są to tzw. odpady niskoaktywne); ścieki z obiegów chłodzenia elektrowni (odpady średnioaktywne) oraz odpady z procesu przerobu wypalonego paliwa jądrowego, stanowiące odpady wysokoaktywne. Polska ma już blisko pół wieku doświadczenia z odpadami o niskiej i średniej aktywności. Faktem jest też to, że Centralne Składowisko Odpadów Promieniotwórczych (CSOP) w Różaniu pracujące od 1960 roku nie spowodowało żadnego zagrożenia dla zdrowia okolicznej ludności i pracowników –przeciwnie, gmina i miasto Różan należą do okolic o najniższej w Polsce umieralności na raka

Uwagi strony Niemieckiej skupiają się jednak głównie na składowiskach odpadów o wysokiej aktywności, powstających po przerobie paliwa, lub zawierających paliwo, którego nie poddano przerobowi.

Promieniowanie odpadów radioaktywnych ma małą energię i wystarcza niewielka grubość materiału osłonowego by je zatrzymać. Pojemniki, w których przewozi się odpady radioaktywne, są wyposażone w warstwy osłonowe z żelaza lub ołowiu, które zapewniają pełne bezpieczeństwo otoczenia przed promieniowaniem. Zasadniczym potencjalnym zagrożeniem jest rozsypanie odpadów promieniotwórczych po powierzchni ziemi, przeniknięcie ich do wody pitnej i wchłonięcie przez istoty żywe, w których promieniowanie może oddziaływać bezpośrednio na komórki i procesy zachodzące w organizmie. W gospodarce odpadami radioaktywnymi musi być z tego względu stosowany skuteczny system barier, które zapewnią zatrzymywanie izotopów radioaktywnych daleko od otoczenia człowieka.

Należy przyznać, że dużo obaw przeciwników elektrowni jądrowych związanych jest z wątpliwościami czy potrafimy utrzymać produkty rozszczepienia w sposób bezpieczny i przez bardzo długi okres czasu w jednym miejscu. Dobrym przykładem który pozwala zrozumieć, że procesy naturalne przebiegają znacznie wolniej niż działania człowieka jest przykład sprzed niemal 2 miliardów lat. W owym czasie frakcja uranu U-235 w uranie naturalnym była znacznie większa niż obecnie i wynosiła około 3% (bo U-235 ulega rozpadowi naturalnemu z okresem połowicznego rozpadu około 700 milionów lat, podczas gdy dla U-238 okres ten wynosi ponad 4,5 miliarda lat). Stwarzało to możliwość wystąpienia reakcji łańcuchowej reakcji rozszczepienia, jeśli bogata ruda uranowa była w kontakcie z wodą. Taka

sytuacja powstała w miejscowości Oklo w Gabonie, co spowodowało ukształtowanie kilku naturalnych reaktorów jądrowych, pracujących z przerwami przez kilkaset tysięcy lat.

Fakt ten stwierdzili pracownicy zatrudnieni w przedsiębiorstwie eksploatującym rudę uranową którzy zauważyli, że w rudzie tej jest „za mało” uranu rozszczepialnego U-235. Było go tylko około 0,717 %, zamiast około 0,72% jak zwykle we wszystkich próbkach rudy uranowej z różnych miejsc na kuli ziemskiej<sup>58</sup>. Była to różnica mała, co oznaczało, że reaktory naturalne pracowały na małej mocy, i wypalały tylko około 1% uranu U-235, ale dalsze pomiary wykazały, że w Oklo występują również frakcje U-235 obniżone dla 0,621%, a w jednej z próbek frakcja U-235 wyniosła tylko 0,440%. Oznaczało to, że w ciągu kilkuset tysięcy lat pracy tych reaktorów frakcja wypalonego uranu wyniosła około 26%! Warto również wskazać, że był to imponujący wynik jak na reaktor naturalny - wypalenie osiągnięte w nowoczesnych reaktorach dochodzi do 50-60%.

Co więcej, w minerałach z Oklo znaleziono produkty rozszczepienia takie jak neodym, a nawet ksenon – gaz, który uwięziony w ziarnach fosforanów glinu pod rejonem grzędzawisk wodnych przetrwał przez blisko dwa miliardy lat!<sup>59</sup>

Produkty rozszczepienia z reaktorów naturalnych w Oklo nie były przechowywane w złożach skalnych, nie były zamykane w pojemniki ani nie ulegały zeszkleniu – oddziaływała na nie woda (której obecność była niezbędna, by reaktory mogły zacząć pracę), znajdowały się tuż pod powierzchnią gruntu, narażone na wszelkie procesy mogące sprzyjać ich migracji – a mimo to pozostały na miejscu, dopóki nie uległy naturalnemu rozpadowi. Tylko te najtrwalsze – o bardzo, bardzo długich okresach rozpadu i odpowiednio bardzo, bardzo małej aktywności - świadczą dziś o tym, że reaktory naturalne działały naprawdę i że nie spowodowały skażeń radioaktywnych w okolicy.

Oczywiście ideałem byłoby mieć energię bez żadnych odpadów. W praktyce jest to jednak niemożliwe. Wydany niedawno raport NEA-OECD<sup>60</sup> przedstawia porównanie odpadów radioaktywnych z elektrowni jądrowych i odpadów niebezpiecznych (hazardous) z innych źródeł. Co rok na świecie powstaje 8000 -10 000 MT odpadów, z czego 400 MT to odpady niebezpieczne , a 0,4 MT to odpady radioaktywne . Wytwarzanie energii w elektrowniach węglowych powoduje powstawanie 1700 kt/TWh odpadów , w tym 1600 kt /TWh CO<sub>2</sub>, oraz 3000 kt/TWh odpadów kopalnianych, a w elektrowniach jądrowych (łącznie z odpadami przewidywanymi z likwidacji elektrowni jądrowych) poniżej 0,2 kt/TWh i poniżej 8 kt/GTWh odpadów kopalnianych. W przeciwieństwie do odpadów jądrowych, odpady z cyklu węglowego są usuwane bezpośrednio do środowiska. Powoduje to obawy o wpływ CO<sub>2</sub> na zmiany klimatu, a emisje zanieczyszczeń do atmosfery powodują choroby ludzi i zniszczenie środowiska.

Wychwyt i składowanie CO<sub>2</sub> (metoda CCS) polega podobnie jak składowanie odpadów jądrowych na głębokich składowiskach geologicznych. Jest jednak między nimi zasadnicza różnica. Odpady z CCS składowane są jako ciecz o parametrach nadkrytycznych, zatrzymywane tylko przez bariery naturalne. Natomiast odpady z energetyki jądrowej są w postaci ciała stałego, zeszkolone i chronione przez szereg kolejnych barier. CO<sub>2</sub> nie uważa się za odpad niebezpieczny. Jednakże duże uwolnienie CO<sub>2</sub>, np. wskutek pęknięcia rury tłoczącej z elektrowni do składowiska, stanowi poważne zagrożenie, które

<sup>58</sup> Meshik A.: The workings of an ancient nuclear reactor Scientific American November 2005

<sup>59</sup> Meshik A.: The workings of an ancient nuclear reactor Scientific American November 2005

<sup>60</sup> NEA-OECD Nuclear Waste in Perspective, 2010

może spowodować śmierć wielu ludzi i zwierząt. Natomiast potencjalnie możliwe uszkodzenia wszystkich kolejnych barier wokół odpadów radioaktywnych mogą tylko doprowadzić do powolnych i małych wycieków substancji promieniotwórczych,

Według ocen NEA, koszty unieszkodliwiania wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych oceniano w 2010 roku na 0,4 – 1,6 USD/MWh. Opracowany w Polsce projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie likwidacji elektrowni jądrowej przewiduje, że w toku eksploatacji właściciel elektrowni będzie odkładał na fundusz likwidacji i na unieszkodliwianie odpadów 4 eur/MWh, Jest to składka dwukrotnie większa od dotychczasowych ocen potrzebnych kosztów, można więc uznać, że finansowa strona unieszkodliwiania odpadów jest wystarczająco uwzględniona w polskim programie energetyki jądrowej, Pozostaje sprawa trwałości i niezawodności utrzymania odpadów przez długi czas w odosobnieniu od środowiska człowieka.

Szczegółowa dyskusja trwałości składowiska odpadów radioaktywnych będzie przedstawiona w ramach oceny wpływu na środowisko składowiska odpadów promieniotwórczych, gdy wybrany już będzie teren na to składowisko. Już obecnie jednak można przytoczyć przykłady wskazujące, że takie składowisko nie będzie miało żadnego wpływu na terytorium sąsiednich państw, w tym i Niemiec.

**Warto także odnieść się w celach porównawczych do długookresowych oddziaływań odpadów produkowanych w energetyce węglowej i energetyce jądrowej. Jest to tym bardziej istotne, że o ile na świecie istnieje zauważalny brak akceptacji społecznej dla składowania odpadów promieniotwórczych to tego braku akceptacji nie ma już dla składowania odpadów ze spalania węgla. Aktywność odpadów radioaktywnych maleje jednak z czasem, natomiast toksyczność odpadów ze spalania węgla pozostaje niezmiennie wysoka.**

Także ilości odpadów wysokoaktywnych w takim procesie są stosunkowo małe, np. w elektrowniach francuskich przypada około 3 m<sup>3</sup> odpadów wysokoaktywnych na roczną pracę reaktora o mocy 1000 MWe, a więc około 3 m<sup>3</sup>/GWe-rok.

Dla porównania ilości odpadów produkowane rocznie przez nowoczesne elektrownie węglowe są ogromne. Dane dla elektrowni niemieckich podano wg studium Komisji Europejskiej<sup>61</sup> w poniższej tabeli [Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.]. Dane dla elektrowni polskich są podobne.

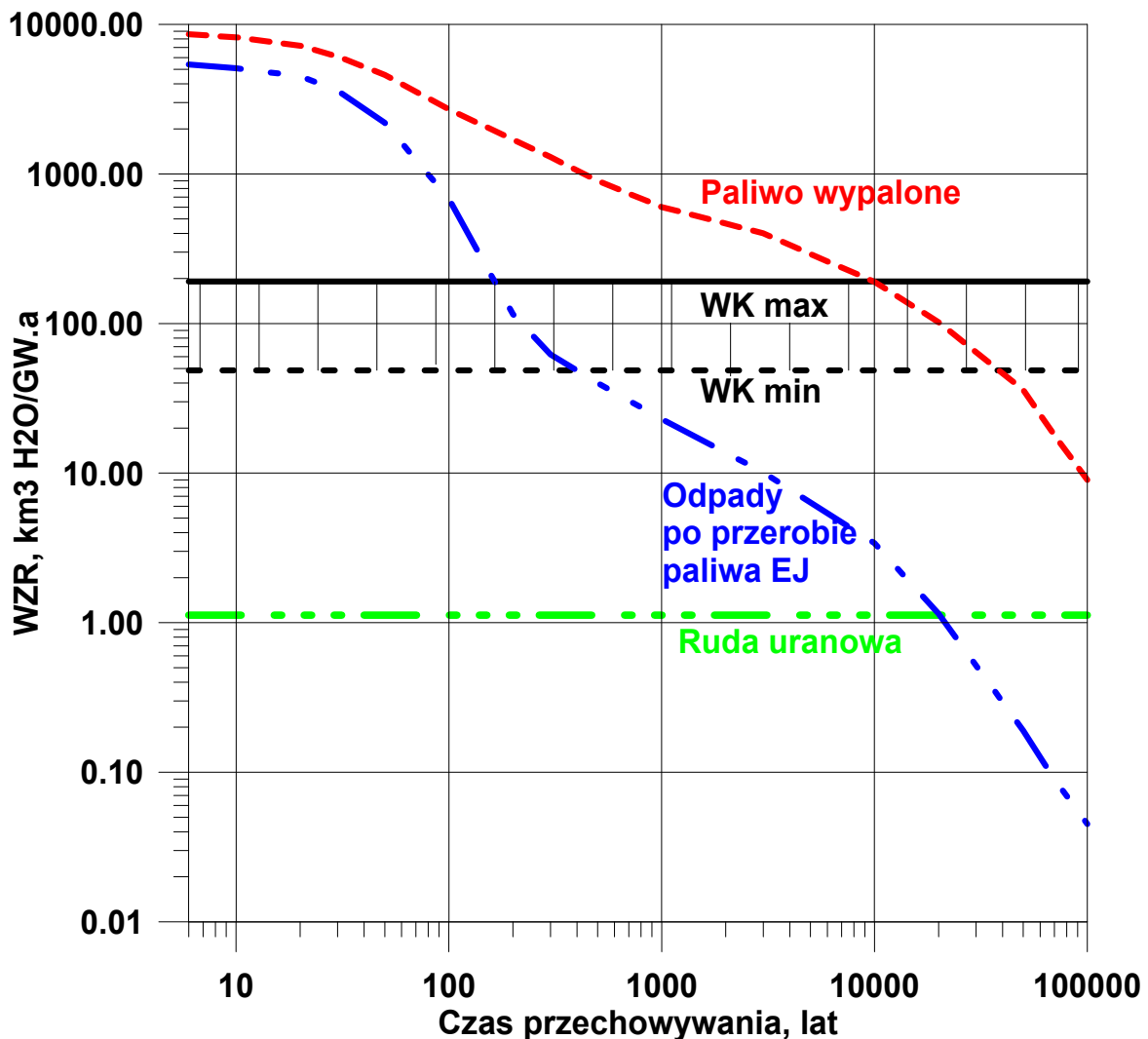
Tabela 7.1 Ilości odpadów z elektrowni opalanej węglem kamiennym (WK) lub brunatnym (WB)

Elektrownia	Lauffen, WK	Grevenbroich WB
	ton/GWe-rok	ton/GWe-rok
<b>Popiół</b>	310 000	557 000
<b>Gips</b>	147 000	67 000
<b>Ścieki wodne</b>	131 000	2 230 000

Porównanie zagrożeń od odpadów radioaktywnych i od zwykłych odpadów z procesu spalania węgla można przeprowadzić na przykład zakładając, że w obu przypadkach odpady zostaną rozpuszczone w wodzie pitnej. Miarą zagrożenia jest wskaźnik zagrożenia radiotoksycznego WZR definiowany jako

<sup>61</sup> ExternE 1995: Externalities of Energy, Vol. 1-7, published by European Commission, Directorate General XII, Science Research and Development, EUR 16522, Luxembourg, 1995

ilość wody potrzebna do rozpuszczenia odpadów tak, by ich stężenie nie przekroczyło maksymalnego stężenia dopuszczalnego w wodzie pitnej. Podobny wskaźnik WZR oparty na maksymalnej dopuszczalnej koncentracji substancji toksycznych w wodzie pitnej służy jako wskaźnik narażenia na substancje toksyczne w odpadach z cyklu spalania węgla. Wskaźnik WZR mierzymy w  $\text{km}^3$  wody na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej,  $\text{km}^3/\text{GW}\cdot\text{rok}$ . Porównanie względnych zagrożeń od odpadów radioaktywnych i od odpadów ze spalania węgla widać na rysunku poniżej [Ryc. 7.1].



Ryc. 7.1 Wskaźnik zagrożenia radiotoksycznego dla odpadów powstających przy wytworzeniu energii elektrycznej 1 GW-rok, mierzony ilością wody w jakiej należy rozpuścić odpady, by ich stężenie zmalało do dopuszczalnego dla wody pitnej, WZR ( $\text{km}^3 \text{H}_2\text{O}/\text{GW}\cdot\text{rok}$ ).

- Paliwo wypalone- paliwo jądrowe składowane bez przerobu, cykl otwarty (USA)
- Odpady po przerobie paliwa EJ zawierające 0.5% resztkowego plutonu, (np. z zakładów przerobu wypalonego paliwa we Francji)
- WK max –żużel i popiół ze spalania węgla o maksymalnej zawartości zanieczyszczeń (Polska)
- WK min –żużel i popiół ze spalania węgla o minimalnej zawartości zanieczyszczeń (Polska)

- Ruda uranowa- ruda potrzebna do wytworzenia paliwa jądrowego dostarczającego 1GW.a (124 000 ton rudy o zawartości 0.17% uranu)<sup>62</sup>

Początkowo wielkość WZR w cyklu jądrowym jest określona przez aktywność produktów rozszczepienia zarówno dla cyklu z przerobem paliwa (zamkniętego) jak i dla cyklu bez przerobu (otwartego). Jednakże aktywność produktów rozszczepienia spada szybciej niż aktywność aktynowców. Dlatego ich WZR staje się pomijalnie mały w stosunku do WZR aktynowców już po 100 latach w przypadku cyklu otwartego, a po 300 latach w przypadku cyklu zamkniętego, z przerobem paliwa.

W przypadku węgla kamiennego i brunatnego dominujący wkład pochodzi z kobaltu Co, miedzi Cu i wanadu V. W węglu brunatnym istotne jest także występowanie niklu Ni. Objętości wody potrzebnej do rozcieńczenia pierwiastków toksycznych do stężeń dopuszczalnych w wodzie pitnej są o rząd większe w przypadku węgla brunatnego (2100-3085 km<sup>3</sup>/GW-rok) niż w przypadku węgla kamiennego (48-190 km<sup>3</sup>/GW-rok).

Krzywa WZR dla odpadów o wysokiej aktywności w cyklu zamkniętym (w którym uran i pluton są odzyskiwane dla powtórnego użycia w reaktorze) spada poniżej WZR dla odpadów z węgla brunatnego po 45-60 latach, a poniżej krzywej WZR dla odpadów z węgla kamiennego po 200-500 latach, w zależności od początkowego udziału pierwiastków toksycznych w węglu brunatnym lub kamiennym. WZR dla odpadów wysokoaktywnych spada poniżej WZR dla rudy uranowej po upływie 24 000 lat.

Prawdą jest natomiast, że jeśli nie prowadzimy recyklicacji paliwa, lecz składujemy je razem z odpadami radioaktywnymi to spadek zagrożenia jest dużo wolniejszy. Dlatego krytykowany przez organizacje antynuklearne przerób paliwa jest opcją preferowaną przez energetykę jądrową zarówno z punktu widzenia wykorzystania energii uranu jak i ułatwienia chronienia odpadów radioaktywnych.

Krzywe te należy brać pod uwagę rozważając minimalny czas trwałości pojemnika dla odpadów wysokoaktywnych, przyjmowany jako równy 1000 lat. Nawet zakładając pełne rozpuszczenie odpadów promieniotwórczych w wodzie podziemnej, zagrożenie związane z odpadami wysokoaktywnymi będzie mniejsze niż zagrożenie związane z odpadami z elektrowni węglowych już po upływie 200 lat. A przecież odpady radioaktywne są starannie składowane, tak że pozostają odseparowane od biosfery nie przez 200 ale przez 20 000 lat i dłużej.

Co więcej, w pewnym momencie poziom promieniowania osiąga wartość jak dla naturalnej rudy uranowej. Porównanie z pierwotnie istniejącym zagrożeniem powodowanym przez rudę uranową wykazuje, że nawet gdyby minimalne dawki promieniowania stwarzały zagrożenie nowotworowe to praca EJ nie powodowałaby wzrostu ogólnego zagrożenia radiologicznego na Ziemi. Już w chwili, gdy wskaźnik WZR dla odpadów wysokoaktywnych zmaleje do poziomu WZR dla rudy, zagrożenie radiologiczne jest zmniejszone, ponieważ ruda jest rozproszona w otwartych obszarach, często w styku z wodami podziemnymi, podczas gdy odpady wysokoaktywne są składowane w stabilnych formacjach geologicznych i odseparowane od środowiska. W dalszych latach WZR dla odpadów jest mniejszy niż pierwotny WZR dla rudy i w miarę upływu lat różnica między nimi stale rośnie. Tak więc paradoksalnie praca EJ przyczynia się do zmniejszenia ogólnego tła promieniowania na Ziemi. Nie jest wcale pewne, czy powinniśmy do tego dążyć, bo wiele doświadczeń wykazało, że istniejące tło

---

<sup>62</sup> IAEA, Nuclear Power and Sustainable Development, 1998

promieniowania jest niezbędne do życia organizmów żywych, ale przynajmniej można z całą pewnością stwierdzić, że praca EJ i składowanie odpadów promieniotwórczych nie zwiększa średniego zagrożenia radiologicznego dla przyszłych pokoleń.

**7C)** Nie jest prawdą jakoby na świecie nie było ani jednego składowiska odpadów radioaktywnych które gwarantowałyby ochronę biosfery przez okres w którym odpady te stanowią zagrożenie. Stany Zjednoczone są już w trakcie eksploatacji składowiska odpadów radioaktywnych w głębokiej formacji geologicznej. Składowisko to nazwane WIPP (*Waste Isolation Pilot Plant*) funkcjonuje na pustyni w stanie Nowy Meksyk, a odpady są składowane na głębokości 655 metrów w pokładzie soli. Faktem jest natomiast, że składowisko to nie jest przeznaczone dla odpadów z komercyjnych reaktorów jądrowych. Na składowisko WIPP kierowane są głównie odpady pochodzące z placówek naukowych i instalacji wojskowych.

W Stanach Zjednoczonych planowano także realizację komercyjnego składowiska odpadów w Yucca Mountain w stanie Nevada w USA. Po dwudziestu latach badań i wydaniu miliardów dolarów odstąpiono jednak od realizacji tego projektu. Powodów odstąpienia było kilka między innymi: brak wyjaśnienia niektórych wątpliwości dotyczących geologicznej przydatności tego terenu; faktu, że energetyka jądrową przeżywa w USA renesans i szacunkowe ilości odpadów znacznie wzrosły oraz dużego oporu społeczeństwa. Odstąpienie od realizacji projektu w Yuca Mountain nie zmienia jednak w żaden sposób konieczności realizacji tego projektu w innej lokalizacji. Prace badawcze są w trakcie realizacji.

Kraje Europejskie także podjęły prace nad lokalizacją głębokiego składowiska odpadów. Pierwsze składowiska geologiczne są właśnie budowane w Szwecji i Finlandii. W obu krajach wytypowano granitowe formacje skalne, liczące prawie 2 mld lat i nie naruszone w tym czasie przez aktywność sejsmiczną. W fińskiej Eurajoki budowa już się rozpoczęła (na razie jako instalacja badawcza) a w tym roku ma odbyć się proces licencjonowania. Składowanie odpadów ma rozpocząć się w 2020 roku. Z kolei w Szwecji zakończono proces wyboru lokalizacji i ostatecznie zdecydowano się na rozpoczęcie prac badawczych w gminie Osthhammar. Także we Francji prace nad budową składowiska są już znacznie zaawansowane. W ciągu kilku lat ruszy tam budowa składowiska CIGEO w Lotaryngii. Jako formację geologiczną wybrano tam pokład ilu który jest nieprzepuszczalny dla wód.

Te trzy składowiska, a także kolejne realizowane przez Szwajcarię, Wielką Brytanię mają zacząć przyjmować odpady w następnej dekadzie i działać przez minimum sto lat.

Budowa głębokiego składowiska odpadów jest z pewnością wyzwaniem zarówno pod względem inżynieryjnym, badawczym jak i ekonomicznym, Należy jednak zaznaczyć, że jedną z głównych przeszkód na drodze do budowy składowiska jest otrzymania poparcia społecznego. Jedną z przyczyn „upadku” wspomnianego powyżej projekt z Yuca Mountain był brak uzyskania akceptacji społecznej.

Nawet środowiska nastawione antynuklearne przyznają jednak, że nie da się uniknąć budowy takiego składowiska i to bez względu na rację przeciwników energetyki jądrowej i bez względu na to czy programy jądrowe w różnych państwach będą rozwijane. Na świecie jest obecnie ponad 300 tys ton odpadów wysoko radioaktywnych. W dużej mierze są one składowane na składowiska przejściowych. Porównując potencjalne zagrożenia oczywistym jest, że bezpieczniejsze jest składowanie takich odpadów głęboko pod ziemią w specjalnie ku temu przystosowanych obiektach i pojemnikach.



**Strona Polska stoi na stanowisku, że budowane obecnie składowisko w Finlandii jak i planowane składowiska w Szwecji i Francji gwarantują pełną ochronę biosfery przed skutkami promieniowania składowanych w nich odpadów.** Podobnie wybrany ostatecznie sposób gospodarki odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym będzie gwarantował pełną ochronę biosfery przed skutkami promieniowania. Polska także dysponuje odpowiednimi formacjami geologicznymi co potwierdzają badania prowadzone w ramach pierwszego polskiego programu energetyki jądrowej. Kwestie te będą precyzowane na etapie opracowywania dokumentu strategicznego **KPPzOPiWPJ**, na etapie procedury SEA dla niego a także na etapie EIA dla proponowanej lokalizacji docelowej. Prace te będą realizowane przez najbliższą dekadę a strona Niemiecka w ramach procedur SEA może być ich uczestnikiem. Więcej informacji patrz punkt 7A.

**7D)** Koszty unieszkodliwiania odpadów radioaktywnych są uwzględnione w Polsce, czego dowodem jest projekt ustawy o wpłatach na fundusz likwidacji elektrowni jądrowej i unieszkodliwiania odpadów<sup>63</sup>. W tym projekcie ustawy przyjęto że w okresie 60-letniej eksploatacji elektrowni jądrowych o mocy 6000 MWe powstanie 54 000 m<sup>3</sup> odpadów promieniotwórczych oraz 6 700 ton HM zawartych w wypalonym paliwie jądrowym. Objętość odpadów promieniotwórczych powstałych w wyniku likwidacji elektrowni jądrowych o mocy 6000 MWe została natomiast ustalona na 67 500 m<sup>3</sup>.

Po analizie danych historycznych oraz zakładając rozwój zastosowań technik jądrowych w ochronie zdrowia, w przemyśle (poza energetyką jądrową) oraz w nauce oceniono, że ilość pochodzących z tych zastosowań odpadów promieniotwórczych przeznaczonych do składowania powinna osiągnąć wielkość 100 m<sup>3</sup> rocznie. Przez okres 120 lat eksploatacji składowiska (2021÷2140) stanowi to 12 000 m<sup>3</sup>.

Reasumując, składowisko nisko- i średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych powinno posiadać pojemność 170 000 m<sup>3</sup>. Składowisko wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa powinno umożliwić składowanie (z rezerwą) wypalonego paliwa jądrowego zawierającego do 6 800 ton HM (Heavy Metal). Wysokoaktywne odpady promieniotwórcze zajmą pomijalnie małą część pojemności składowiska.

Z oceny całości kosztów składowiska w przeliczeniu na jednostkę objętości odpadów promieniotwórczych wynika uśredniony koszt składowania 1 m<sup>3</sup> odpadów promieniotwórczych – 33 200 zł. Koszt transportu kolejowego odpadów promieniotwórczych na odległość 500 km oszacowany na podstawie aktualnych taryf PKP CARGO – z uwzględnieniem opłat za transport towarów niebezpiecznych (materiały promieniotwórcze) oszacowano na 900 zł/m<sup>3</sup>.

łącznie, przy uwzględnieniu cen z 2011 r., koszt składowania 1 m<sup>3</sup> nisko- i średnioaktywnych odpadów został oszacowany na 34 100 zł.

Rozpoczęcie prac przy składowisku wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych (w tym wypalonego paliwa jądrowego) zostało przewidziane na 2025 r., natomiast rozpoczęcie eksploatacji składowiska na 2064 r. Z analizy kosztów budowy, eksploatacji i zamknięcia składowiska wynika, że

---

<sup>63</sup> Projekt z dnia 25 maja 2012 r. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia ..2012 r. w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej

jednostkowy koszt składowania wypalonego paliwa jądrowego zawierającego 1 tonę HM wynosi 2,250 mln zł.

Koszt likwidacji jądrowego bloku energetycznego oszacowano na 3 mld zł, przy założeniu, że będzie to blok energetyczny z reaktorem wodno-ciśnieniowym zbudowanym według technologii, w której generowana jest największa ilość odpadów promieniotwórczych). Koszt składowania odpadów promieniotwórczych z likwidacji – 812 mln zł. Łącznie koszt likwidacji jednego jądrowego bloku energetycznego osiągnie wielkość około 4 mld zł w cenach z 2011 roku.

W analizach dotyczących określenia wysokości wpłaty na fundusz likwidacyjny założono 30 letni okres likwidacji elektrowni jądrowej i 20-letni okres likwidacji przechowalnika wypalonego paliwa jądrowego. Długość okresu likwidacji będzie miała znikomy wpływ na wielkość odpisów na fundusz likwidacji.

Do obliczenia kwoty kwartalnej wpłaty na fundusz likwidacyjny przyjęto stałą wartość inflacji na poziomie 2% w skali roku oraz stałą wysokość oprocentowania lokat bankowych w wysokości 3% w skali roku.

Mając na uwadze powyższe założenia, wpłata na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej została ustalona w wysokości **17,16 zł** za 1 MWh wytworzonej energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Jest to wartość znacznie wyższa niż w USA, mianowicie około 4 euro/MWh.

Projektowane rozporządzenie nie jest objęte prawem Unii Europejskiej, jest natomiast elementem krajowych ram prawnych w zakresie nadzoru nad bezpieczeństwem obiektów jądrowych i w zakresie nadzoru nad gospodarowaniem wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi, do których ustanowienia są zobowiązane państwa członkowskie Unii Europejskiej przez przepisy dyrektywy 2009/71/Euratom, a także przez przepisy dyrektywy 2011/70/Euratom. Rozporządzenie to nie zostało jeszcze ostatecznie zatwierdzone przez polską Radę Ministrów. Zostanie ono dokładnie opisane w następnym etapie prac, gdy prowadzone będą konsultacje postępowania z odpadami radioaktywnymi. Tutaj podajemy jego niektóre elementy by wykazać, że polski program jądrowy nie lekceważy problemu odpadów radioaktywnych, a przeciwnie, zamierza rozwiązać go zgodnie z najlepszymi wzorcami światowymi.

**7E)** Wywóz za granicę wytworzonych w Polsce odpadów promieniotwórczych lub wypalonego paliwa jądrowego na docelowe składowanie jest niedopuszczalny zgodnie z prawodawstwem UE i nie jest w ogóle brany pod uwagę w związku z programem rozwoju energetyki jądrowej.

Faktem jest natomiast, że do Rosji wywieziono – na podstawie specjalnego porozumienia – wypalone paliwo z polskich reaktorów badawczych.

**7F)** Strona Polska jednak stanowczo oświadcza, że przewóz przeznaczonych do składowania odpadów radioaktywnych przez terytorium Niemiec jest wykluczony - co wskazano w punkcie 7D. W przypadku gdyby na etapie funkcjonowania elektrowni jądrowej podjęta była decyzja o recyklingu paliwa w jednym z zakładów przerobu we Francji lub Wielkiej Brytanii to najbardziej prawdopodobną drogą transportu byłby transport morski. W obecnych uwarunkowaniach przewóz przez terytorium

Niemiec byłyby opcją najbardziej ryzykowaną ze względu na oczekiwaną skalę protestów które z kolei przyczyniają się do wzrostu ryzyka transportowego.

Program Polskiej Energetyki Jądrowej jest jednak dokumentem zbyt ogólnym i na zbyt wczesnym etapie aby na jego podstawie można było określać planowane trasy przewozu paliwa uranowego lub określić czy Polska będzie przerabiała paliwo poza granicami kraju. Tak szczegółowe dane będą mogły być po części określone na etapie SEA dla Krajowego Planu Postępowania z Odpadami Radioaktywnymi oraz po wyborze konkretnej technologii – a zatem na etapie EIA dla elektrowni jądrowej.

## **8. NIEREALISTYCZNY PLAN CZASOWY REALIZACJI PPEJ**

**[6, 51, 128, 228]**

Szczegółowe analizy terminów i planów czasowych podanych w PPEJ nie mają obecnie uzasadnienia gdyż Ministerstwo Gospodarki będzie aktualizować harmonogram w ostatecznej wersji Programu. Powodem koniecznych zmian harmonogramu są opóźnienia jakie powstały (w szczególności w strategicznej procedurze oceny oddziaływania na środowisko, dołączenia nowej lokalizacji co wymagało aktualizacji PPEJ i Prognozy SEA), oraz ponowna ocena realnych terminów wykonania poszczególnych przyszłych zadań (w tym związanych z uzyskaniem wszystkich niezbędnych zezwoleń i pozwoleń, w szczególności: decyzji środowiskowej i zezwolenia na budowę EJ z punktu widzenia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej). Aktualnie planuje się uruchomienie pierwszego bloku w pierwszej polskiej EJ w 2023 r. (przesunięcie pierwotnego terminu o 3 lata). Jednocześnie strona Polska oświadcza, że żadne procedury ani żadne etapy nie będą przyspieszane kosztem bezpieczeństwa.

## **9. WARIANTY ALTERNATYWNE DLA PPEJ**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

- A) BŁĘDNE OSZACOWANIE RENTOWNOŚCI POLSKIEGO PROGRAMU ENERGETYKI JADROWEJ
- A') BRAK ZBADANIA WARIANTÓW ALTERNATYWNYCH WOBEC PPEJ W SZCZEGÓLNOŚCI MOŻLIWOŚCI ZASTĄPIENIA EJ OSZCZĘDNOŚCIĄ ENERGII I ODNAWIALNYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII.
- B) ELEKTROWNIA HYBRYDOWA W PRENZLAU W OKRĘGU UCKERMARK OBALA NP. TWIERDZENIE W RAPORCIE ŚRODOWISKOWYM – ROZDZ. 6.1.2.4 – JAKOBY PRĄD WYTWARZANY W ELEKTROWNIACH WIATROWYCH NIE MÓGŁ BYĆ MAGAZYNOWANY.
- C) ZE WZGLĘDU NA SKOŃCZONE ZASOBY PALIWA, CENA URANU WZROŚNIE W PRZYSZŁOŚCI ZNACZĄCO.
- D) ZDECENTRALIZOWANE STRUKTURY W ZAKRESIE WYTWARZANIA ENERGII I ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ NIOSĄ ZE SOBĄ LICZNE KORZYŚCI - ZARÓWNO NATURY TECHNICZNEJ, TECHNICZNO-KIEROWNICZEJ, LECZ TAKŻE NATURY REGIONALNO-EKONOMICZNEJ.

[3, 36, 42, 49, 57, 67, 69, 73, 74, 76, 99, 102, 116, 118, 125, 110-112, 144, 147, 148, 163, 197, 229, 230-233, 238, 242]

**9A)** Strona Polska informuje, że analizy ekonomicznej opłacalności energetyki jądrowej w Polsce nie były przedmiotem badań w ramach prowadzonej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Analizy ekonomiczne nie są również przedmiotem konsultacji oddziaływania na środowisko EJ w kontekście transgranicznym. Przedmiotem Prognozy jak i konsultacji transgranicznych jest ocena i ew. minimalizacja potencjalnych skutków środowiskowych wynikających z wdrożenia Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

Wybór optymalnej dla naszego kraju strategii energetycznej i technologii wytwarzania energii elektrycznej – zgodnej z celami ekonomicznymi i społecznymi, a nie sprzecznymi z polityką i celami (w tym pakietu energetyczno-klimatycznego) UE – jest suwerennym prawem Polski, które nie może być kwestionowane przez inne kraje.

Ponadto przypominamy, że **10 listopada 2009 r.** Rada Ministrów przyjęła Politykę Energetyczną Polski do roku 2030 (PEP 2030). Jednym z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej jest: „*dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej*”. Działaniem w ramach tego celu jest przygotowanie projektu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). Decyzję o opracowaniu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej podjęto uchwałą Rady Ministrów nr 4/2009 z **13 stycznia 2009 r.** w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej. Przyjęcie polityki nastąpiło po przeprowadzeniu strategicznej oceny oddziaływania na środowisko skutków realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku, w ramach której dokonano m.in. konsultacji społecznych.

Oba te dokumenty, Polityka Energetyczna Polski (PEP2030) i Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), są dokumentami rządowymi, które oparto na wynikach wariantowych analiz między innymi:

- ARE S.A. listopad 2009 - Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku
- ARE S.A. grudzień 2009 - Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii
- McKinsey&Co. grudzień 2009 - Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030
- ARE S.A. wrzesień 2011 - Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030

W przedstawionych analizach, wykonanych za pomocą profesjonalnych narzędzi do zintegrowanych analiz sektora paliw i energii ARE S.A., dokonano porównania różnych scenariuszy rozwoju energetyki w Polsce – także tych bez wdrażania energetyki jądrowej. Poniżej przedstawiono scenariusze które były brane pod uwagę w analizach ARE S.A.

- Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO2
- Scenariusz niskich cen gazu ziemnego
- Scenariusz opóźnienia realizacji programu budowy elektrowni jądrowych

- Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych
- Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych i brak dostępności technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS)
- Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>
- Scenariusz z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.

Wykonano także odpowiednie analizy wrażliwości. Analizy te są integralną częścią przedmiotowych dokumentów strategicznych. Z analiz tych wynika jednoznacznie, że nie jest możliwe zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce jedynie przez poprawę efektywności wykorzystania energii i rozwój OZE. Podobne wnioski wynikają z analizy porównawczej „Odnawialne źródła energii a energetyka jądrowa”<sup>64</sup>. Wytwarzanie energii elektrycznej w EJ pozwoli ograniczyć wzrost cen energii elektrycznej oraz uniknąć dodatkowych emisji CO<sub>2</sub> i innych zanieczyszczeń z elektrowni opalanych paliwami kopalnymi. Decyzja o dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej została zatem podjęta na podstawie analiz różnych wariantów alternatywnych i jest suwerenną decyzją Polski. Przypominamy jednak, że Polska obok energetyki jądrowej planuje równoległe rozwijanie wykorzystanie odnawialnych źródeł energii – OZE (Renewable Energy Sources – RES), których udział w 2030 r. ma wynieść 18,8%. Przyjęcie PPEJ w żaden sposób nie wpływa na zmniejszenie udziału OZE czy stopnia wdrażania efektywności energetycznej. Należy podkreślić, że przy planowaniu polityki energetycznej Polski do 2030 r. **założono bardzo ambitne cele zwiększenia efektywności energetycznej**<sup>65</sup> – spadek elektroczłonności PKB<sup>66</sup>: z 110,4 kWh/zł’07 w 2010r. do 77,8 kWh/zł’07 w 2020r. (czyli o 29,5% w porównaniu z 2010r. – znacznie więcej niż 20% wymagane przez UE) i do 60,6 kWh/zł’07 w 2030r (czyli aż o ok. 45,1% w porównaniu z 2010r.).

W prowadzonych badaniach dokonano także oceny potencjału źródeł energii odnawialnych (OZE) w Polsce. Następnie potencjał ten został oszacowany i uwzględniony w PEP 2030. Jak wspomniano powyżej, przewiduje się że w 2030 udział energii elektrycznej z OZE stanowić będzie 18,8% zużycia energii elektrycznej – to więcej niż planowany udział energii jądrowej (15,7%).

**9A’)** Opracowanie PEP 2030 było poprzedzone analizami wariantowymi prowadzonymi z użyciem wiarygodnych i obiektywnych danych oraz profesjonalnych narzędzi planistycznych, przez bezstronną agencję mającą duże doświadczenie w tej dziedzinie (w Polsce agencją taką jest ARE S.A.). Wynikiem tego planowania jest zrównoważona i zoptymalizowana polityka energetyczna Polski, której celem jest zaspokojenie zapotrzebowania kraju na energię (w tym elektryczną), **przy możliwie jak najniższych cenach i jednoczesnym spełnieniu (znacznie zaostrzonych w ostatnich latach) wymagań ochrony środowiska**. Wariant ten opisano obszernie w rozdziale 2, pkt 2A). Warto przy tym przypomnieć, że polityka energetyczna Polski podlega aktualizacji co 5 lat, z uwzględnieniem zmieniających się uwarunkowań technologicznych i rynkowych, w tym zasobów nośników energii i ich cen.

<sup>64</sup> Strupczewski A, Kielbasa W, Szkudlarek Ł; 2012; Odnawialne źródła energii a energetyka jądrowa; Ministerstwo Gospodarki; Warszawa

<sup>65</sup> Ministerstwo Gospodarki: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. 15-03-2009.

<sup>66</sup> Wielkości PKB wyrażone są w zł (PLN) z 2007 r.

Rząd polski oraz polska profesjonalna agencja wyspecjalizowana w analizach sektora energetyki (ARE S.A.) uważnie śledzą postęp technologiczny we wszystkich rodzajach źródeł wytwórczych, zmieniające się warunki ich konkurencyjności rynkowej i różne uwarunkowania zewnętrzne (związane w szczególności z polityką energetyczno-klimatyczną UE). Pojawia się wiele krajowych i zagranicznych publikacji zawierających analizy zasobów energetycznych i kosztów wytwarzania energii. Znaczna część z nich publikowane jest przez organizacje prowadzące ewidentnie lobbing na rzecz określonych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Często nie zasługują one na zaufanie ze względu na tendencję do zawyżania zasobów i zaniżania kosztów wytwarzania energii (niekiedy w bardzo znacznym stopniu) – odnosi się to zwłaszcza właśnie do OZE.

Koszty energii ze źródeł odnawialnych są znacznie wyższe niż energii jądrowej. Zestawienie kosztów energii z różnych źródeł podaje ostatnio opublikowane w Polsce studium firmy Ernst and Young<sup>67</sup> przygotowane we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej oraz European Energy Wind Association. Są to koszty produkcji energii elektrycznej w różnych technologiach, przy uwzględnieniu kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych jakie byłyby poniesione w przypadku budowy nowych źródeł w 2011 roku. Autorzy informują, że kalkulacja odzwierciedlała również inne warunki rynkowe panujące w 2011 roku, a w tym ceny świadectw pochodzenia (energii ze źródeł odnawialnych) lub wysokość opłat zastępczych<sup>68</sup>, kursy walut, ceny ciepła i paliw oraz inne obowiązujące w 2011 roku uwarunkowania regulacyjne.

Uwzględniając koszty inwestycyjne i koszty operacyjne działania elektrowni w poszczególnych technologiach odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz m.in. oczekiwany zwrot z zainwestowanego kapitału na poziomie 10 proc. rocznie autorzy oszacowali koszty produkcji energii elektrycznych dla nowych mocy w warunkach 2011 roku.

Analizy pokazały, że najtańszą z ekonomicznego punktu widzenia spośród analizowanych metod produkcji energii elektrycznej pozostaje konwencjonalna energetyka węglowa i gazowa, a obok nich energetyka jądrowa. W przypadku źródeł na węgiel kamienny koszt wytworzenia 1 MWh został oszacowany na 282 zł, a w przypadku energetyki gazowej na 314 zł. W obydwóch przypadkach przy założeniu braku darmowej alokacji uprawnień, przy cenie 60 zł za tonę CO<sub>2</sub>. Szacowany koszt energii z elektrowni jądrowej to 313 zł/MWh.

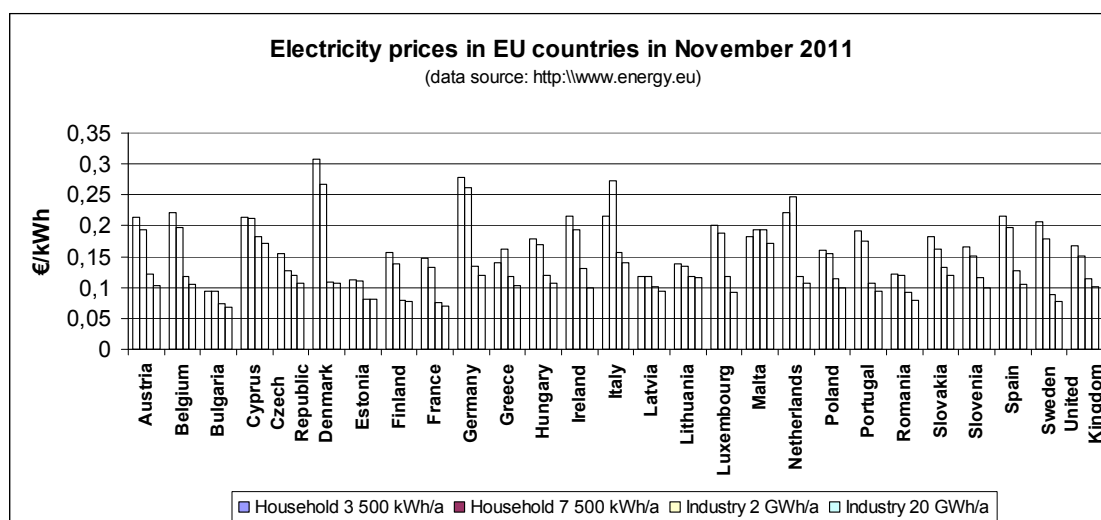
W obrębie źródeł OZE analizy wykazały, że na najniższy koszt wytworzenia 1 MWh pozwala kogeneracja biomasowa - 393 zł/ MWh. To mniej niż koszty wytworzenia energii elektrycznej z lądowej farmy wiatrowej oszacowany na 466 zł/ MWh i mniej niż koszt wytworzenia energii elektrycznej w elektrociepłowni opalanej biogazem rolniczym - 470 zł/ MWh. Większe niż w przypadku lądowych farm wiatrowych i elektrociepłowni na biogaz okazały się koszty wytwarzania w małych elektrowniach wodnych - 484 zł/MWh i elektrowniach biomasowych - 487 zł/ MWh. Wysoki okazał się szacowany koszt produkcji energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych - 713 zł/ MWh, a rekord pobiła fotowoltaika z wynikiem 1091 zł/ MWh, a jak podali autorzy głównie z uwagi na niski średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej, bo około 1000 godzin w roku. Warto dodać, że wyniki te są zbliżone do cen przyjętych w Niemczech dla energii z morskich farm wiatrowych – 190 euro/MWh i dla paneli słonecznych – od 220 do 287 euro/MWh. Jasne jest, że wprowadzanie OZE

<sup>67</sup> [http://energetyka.wnp.pl/energia-z-oze-ciagle-duzo-drozsza-niz-z-wegla,171686\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/energia-z-oze-ciagle-duzo-drozsza-niz-z-wegla,171686_1_0_0.html)

<sup>68</sup> Płaconych przez przedsiębiorstwa energetyczne w razie nie wypełnienia obowiązku zapewnienia określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym.

wiąże się z wielkimi wydatkami, a budowa elektrowni jądrowych pozwala na utrzymanie cen płaconych przez odbiorców na poziomie zbliżonym do cen energii z paliw kopalnych.

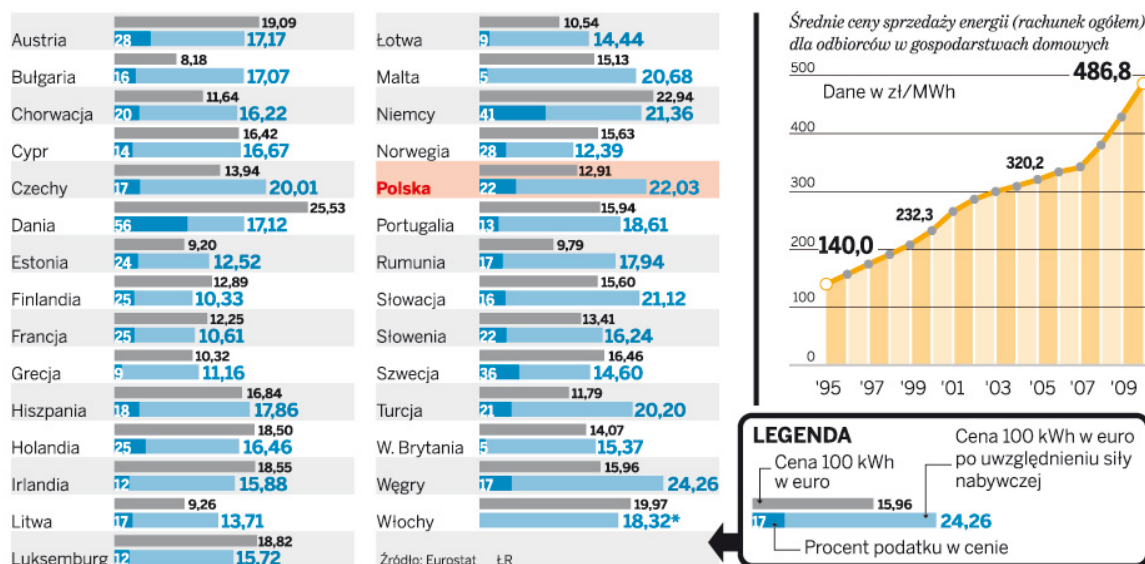
Skutki wysokich kosztów wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) odczuwa cała gospodarka, ale zazwyczaj odczuwają przede wszystkim odbiorcy indywidualni (gospodarstwa domowe), w mniejszym stopniu odbiorcy przemysłowi. Z poniższego wykresu [Ryc. 9.1] wyraźnie widać, że najwyższe ceny energii elektrycznej występują w krajach, które postawiły na OZE rezygnując z energetyki jądrowej jak: Dania, Włochy i Niemcy (w przypadku Niemiec ceny energii byłyby jeszcze znacznie wyższe gdyby nie ciągle znaczący udział energii z elektrowni jądrowych równy 17,8%<sup>69</sup>). Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych są w tych krajach ok. 2-krotnie wyższe niż w krajach, które postawiły na energetykę jądrową jak Francja czy Finlandia.



Ryc. 9.1 Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i przemysłu w krajach UE – dane z listopada 2011 r.

W nowych krajach członkowskich UE nominalne ceny energii elektrycznej są wprawdzie względnie niższe, lecz jeśli uwzględnić siłę nabywczą to ceny energii w niektórych z tych krajów (w tym w Polsce) należą do najwyższych w UE (patrz poniższy wykres: [Ryc. 9.2]). Energia elektryczna staje się w tych krajach dobrem coraz bardziej luksusowym, pomimo tego, że jej zużycie na mieszkańca jest względnie niskie (w Polsce ok. 2-krotnie niższe od średniego w krajach UE-15).

<sup>69</sup> [Nuclear Power Plant Information, International Atomic Energy Agency](http://www.iaea.org), URL accessed 19 March 2012.



Ryc. 9.2 Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w krajach europejskich w 2009 r.: wyrażone w €/100kWh oraz w jednostkach standardowej siły nabywczej (PPS – Purchasing Power Standard) PPS/100kWh<sup>70</sup>.

Co więcej niektóre kraje, które zrezygnowały z energetyki jądrowej (jak Irlandia, Włochy, Dania i Austria) mają też problemy z wypełnieniem zobowiązań związanych z ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub> (patrz poniższy diagram [Tabela 9.1]). Niemcy na razie wypełniają zobowiązania Protokołu z Kioto w dużej mierze dzięki ciągle znaczącemu udziałowi energii z elektrowni jądrowych.

Tabela 9.1 Emisje CO<sub>2</sub>

EU MEMBER STATE	2003	2004	2005	2006	2007	2008	KYOTO TARGET 2012	% UNDER KYOTO TARGET
ESTONIA	21.2	21.2	20.7	19.2	22.0	20.3	40	49.25 %
LATVIA	10.7	10.7	10.9	11.7	12.1	11.9	23.3	48.93 %
LITHUANIA	16.7	21.1	22.6	22.8	24.7	24.3	44.1	44.90 %
ROMANIA	-	180.1	153.7	153.9	152.3	145.9	259.9	43.88 %
BULGARIA	-	68.9	69.8	71.5	75.7	73.5	127.3	42.26 %
HUNGARY	83.3	79.5	80.5	78.8	75.9	73.1	114.9	36.38 %
POLAND	382.5	398.7	399	399.3	398.9	395.6	561.7	28.29 %
SLOVAKIA	51.1	49.5	48.7	49.0	47.0	48.8	67.2	27.38 %
CZECH REPUBLIC	147.5	147.1	145.6	149.1	150.8	141.4	180.6	21.71 %
SWEDEN	70.9	69.7	67	66.9	65.4	64.0	75.2	14.89 %
GREECE	137.2	137.6	139.2	128.1	131.9	126.9	139.6	9.10 %
UNITED KINGDOM	658	660.4	657.4	647.9	636.7	628.2	678.3	7.39 %
FRANCE	560.9	556.1	553.4	541.7	531.1	527.0	564	6.56 %
BELGIUM	147.6	147.6	143.8	136.6	131.3	133.3	135.9	1.91 %
GERMANY	1024.4	1025	1001.5	980.0	956.1	958.1	972.9	1.52 %
FINLAND	85.4	81.2	69.3	79.9	78.3	70.1	71.1	1.41 %
% ABOVE KYOTO TARGET								
PORTUGAL	93.7	84.6	85.5	84.7	81.8	78.4	77.4	1.29 %
NETHERLANDS	215.4	218.4	212.1	208.5	207.5	208.9	200.4	3.24 %
IRELAND	68.4	68.6	69.9	69.7	69.2	67.4	63	6.98 %
ITALY	577.3	580.5	582.2	583.0	552.8	541.5	485.7	11.49 %
SLOVENIA	19.7	19.9	20.3	20.5	20.7	21.3	18.6	14.52 %
DENMARK	73.6	68.2	63.9	71.0	66.6	63.8	54.8	16.42 %
SPAIN	407.4	425.2	440.6	433.0	442.3	405.7	331.6	22.35 %
AUSTRIA	92.5	91.2	93.3	91.6	88.0	86.6	68.7	26.05 %
LUXEMBOURG	11.3	12.8	12.7	13.3	12.9	12.5	9.1	37.36 %
MALTA	3.1	3.2	3.4	2.9	3.0	3.0	NO TARGET	
CYPRUS	9.2	9.9	9.9	9.9	10.1	10.2	NO TARGET	

<sup>70</sup> Gazeta Prawna: Prąd jeszcze droższy. 26.10.2010 r. [http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/461092,prad\\_jeszcze\\_drozszy.html](http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/461092,prad_jeszcze_drozszy.html).



Należy dodać, że Prognoza oddziaływania na środowisko korzysta z wyników tych samych analiz co Program Polskiej Energetyki Jądrowej odnosząc się do efektów środowiskowych poszczególnych scenariuszy. Analizy ekonomiczne, co podkreślono na początku komentarza nie są przedmiotem badań w ramach prowadzonej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. W Prognozie korzystano natomiast z wyników studium Unii Europejskiej External Energy Costs (ExternE) – koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej.

Przeprowadzona w Prognozie SEA analiza wariantów alternatywnych w Prognozie dotyczy przede wszystkim możliwych lokalizacji przyszłej EJ oraz możliwych rozwiązań technologicznych.

Odnosząc się do wariantów wynikających z możliwych rozwiązań technologicznych należy podkreślić, że część analizy wariantów alternatywnych została rozpatrzona w różnych miejscach Prognozy. I tak przykładowo konstrukcja poszczególnych typów reaktorów jądrowych (EPR, AP1000, ABWR, ESBWR) wraz z omówieniem systemów bezpieczeństwa została szczegółowo przedstawiona w rozdz. 6.4, aby umożliwić przeprowadzenie analizy wariantowej w ramach całości dokumentu. Dla poszczególnych oddziaływań omówiono osobno oddziaływania dla poszczególnych typów reaktorów, jeżeli oddziaływania te wykazywały potencjalną zmienność w zależności od typu reaktora. W szczególności od konstrukcji reaktora zależne są wielkości uwolnień substancji radioaktywnych do środowiska. Wielkości emisje substancji radioaktywnych przy normalnej eksploatacji z różnych typów reaktorów (EPR, AP1000, ESBWR) przedstawiono w rozdz. 7.3.1 - 7.3.3, natomiast porównania dokonano w rozdz. 7.3.4. Analogicznie dla stanów przejściowych i awaryjnych przeanalizowano możliwe emisje w przypadku awarii projektowych dla tych samych 3 typów reaktorów w rozdz. 7.4.1– 7.4.3, oraz dokonano ich podsumowania w rozdz. 7.4.4. Podobnie przeanalizowano wielkości możliwych uwolnień w przypadku ciężkich awarii dla omawianych reaktorów w rozdz. 7.5.1– 7.5.3 oraz dokonano ich podsumowania w rozdz. 7.5.4. Szczegółowej analizie, z podziałem na poszczególne typy reaktorów poddano również oddziaływania związane z omówionymi wyżej wielkościami uwolnień, bazujące na obliczeniach dawek promieniowania dla narażonej ludności:

- podczas normalnej pracy EJ – porównanie oddziaływań reaktorów w rozdz. 7.3.4;
- w stanach przejściowych i awaryjnych - porównanie oddziaływań reaktorów w rozdz. 7.4.4;
- w razie ciężkich awarii - porównanie oddziaływań reaktorów w rozdz. 7.5.4.

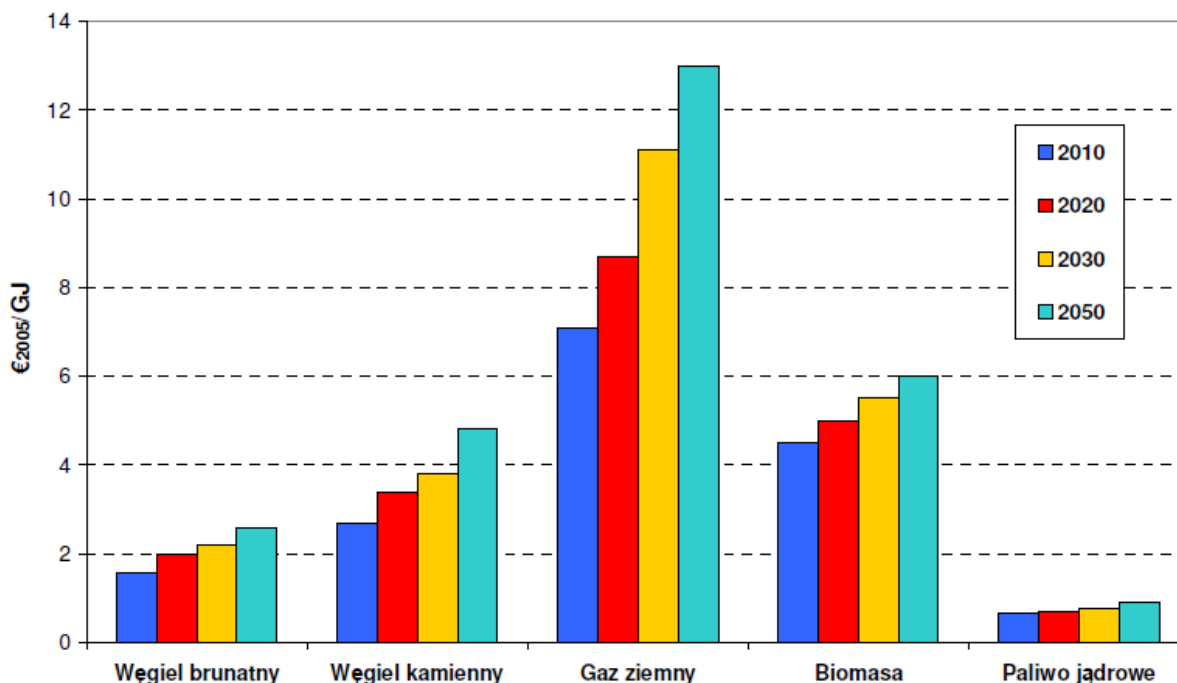
Poszczególne typy reaktorów poddano również analizie pod kątem ich parametrów energetycznych (Tab. 8.3.5), zużycia wód chłodzących (Tab. 8.3.6, Tab. 8.3.7, Tab. 8.3.8) oraz zajęcia powierzchni terenu.

W ramach analizy wariantów alternatywnych rozpatrywano również odmienne instalacje układów chłodzenia, które mogą być wariantowo zastosowane dla EJ (opis instalacji w rozdz. 8.3.2.1): otwarte układy chłodzenia (bez zastosowania chłodni kominowej) oraz zamknięte układy chłodzenia (z wykorzystaniem mokrych chłodni kominowych lub chłodni hybrydowych). Instalacje te charakteryzują odmienne oddziaływania środowiskowe w zakresie wielkości zapotrzebowania na wodę chłodzącą (rozdz. 8.3.2.2), zrzutów ciepła odpadowego do wód lub atmosfery (rozdz. 8.3.2.5/8.3.2.6), emisji substancji chemicznych do wód lub atmosfery (rozdz. 8.3.3/ 8.3.4), emisji hałasu (rozdz. 8.3.5) oraz wpływu na krajobraz (rozdz. 8.3.8).

**9B)** Elektrownia hybrydowa w Prenzlau to prototypowy obiekt uruchomiony w październiku 2011 r., położony w odległości 95 km na północ od Berlina, składający się z 3 turbin wiatrowych o mocy 2 MW każda, zespołu elektrolizera wytwarzającego wodór, biogazowi i elektrociepłowni. Elektrownia ta wytwarza energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem oraz wodór do tankowania eksperymentalnych samochodów z ogniwami paliwowymi<sup>71</sup>. Inwestorami są niemiecka firma energetyczna Enertrag, DB Energie, francuski koncern paliwowy Total, szwedzka firma energetyczna Vattenfall oraz Siemens. Przedsięwzięcie to było też finansowo wspierane przez 7 niemieckich landów oraz niemieckie federalne Ministerstwo Transportu.

Całkowite nakłady inwestycyjne wyniosły 21 mln Euro<sup>72</sup>, co daje jednostkowy nakład w wysokości 3,5 mln Euro/MW mocy szczytowej. Przy maksymalnym współczynniku wykorzystania mocy wiatraków na lądzie wynoszącym 0,25 oznacza to nakłady na wiatraki wynoszące 14 mln euro na MW mocy średniej. Są to nakłady dużo większe niż na elektrownie jądrowe. Nie są dostępne dane o wielkości produkcji, kosztach wytwarzania energii elektrycznej oraz całkowitym bilansie i opłacalności tego przedsięwzięcia (włączając sprzedaż wodoru). Na obecnym etapie trudno jest ocenić efektywność ekonomiczną tego rodzaju prototypowego przedsięwzięcia, lecz nawet jeśli okaże ono opłacalne to wydaje się, że jest to rozwiązanie możliwe do zastosowania jednak na ograniczoną skalę – do integracji niektórych lądowych farm wiatrowych, o mocach do kilkudziesięciu MW, a nie farm morskich o mocach setek i tysięcy MW.

**9C)** W analizach kosztów wytwarzania energii uwzględniono prognozowany wzrost cen uranu. Długoterminowa prognoza – do 2050 r. (Ryc. 9.3) przewiduje, że wzrost cen uranu będzie jednak najmniejszy spośród nośników energii.

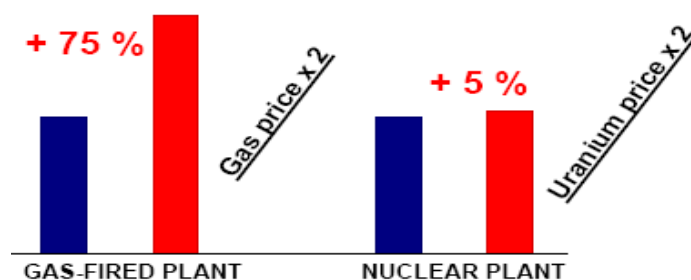


Ryc. 9.3. Prognoza cen paliw do 2050 r. (na GJ wytwarzanego ciepła) [PPEJ].

<sup>71</sup> <http://www.fuelcelltoday.com/news-events/news-archive/2012/april/hybrid-power-plant-now-supplying-green-hydrogen-to-fuel-cell-vehicles-in-berlin>

<sup>72</sup> <http://www.renewableenergymagazine.com/article/a-first-as-hydrogenhybrid-power-station-commissioned>

Obecnie koszty paliwa w przeliczeniu na ilość wytwarzanego ciepła (€/GJ) są dla paliwa jądrowego ok. 4-krotnie niższe niż dla węgla kamiennego i ok. 10-krotnie niż dla gazu ziemnego. Ponadto, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są mało wrażliwe na wzrost cen uranu, ponieważ koszt paliwa ma zaledwie ok. 10% udział w kosztach wytwarzania, a przy tym koszt uranu stanowi 30-50% (zależnie głównie od typu reaktora) kosztu paliwa. Dlatego nawet podwojenie kosztu paliwa skutkowałoby wzrostem kosztów wytwarzania w EJ tylko o ok. 5%, podczas gdy np. w elektrowni gazowej (gdzie udział kosztu paliwa w całkowitych kosztach wytwarzania wynosi ok. 80%) koszty wytwarzania wzrosłyby o ok. 75% (Ryc. 9.4).



Ryc. 9.4. Wpływ podwojenia ceny gazu ziemnego i uranu na koszt energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni gazowej i jądrowej [AREVA].

**9D)** Nie ma bynajmniej konfliktu pomiędzy elektroenergetyką systemową („scentralizowaną”) a rozproszoną. Oba rodzaje energetyki powinny być rozwijane, oraz rozwijane i modernizowane muszą być zarówno sieci przesyłowe jak i dystrybucyjne, jest to konieczne ze względu na potrzebę przyłączenia nowych źródeł jak i – przede wszystkim – dla poprawy bezpieczeństwa, niezawodności i zasilania odbiorców, w tym szczególnie **wielkich aglomeracji miejskich i wielkich odbiorców przemysłowych**. Energetyka rozproszona ma niezaprzeczalne zalety, przyczyniając się do zmniejszenia strat sieciowych i poprawy niezawodności zasilania odbiorców. Jednakże nie zastąpi ona dużej energetyki systemowej, a przy tym koszty wytwarzania energii elektrycznej z OZE (przyłączonych do sieci dystrybucyjnych) są znacznie wyższe od kosztów dużych źródeł systemowych, więc ich rozwój wymaga dużego subsydiowania przez odbiorców energii. Tezę tę wspierają polscy naukowcy zajmujący się zagadnieniami systemu elektroenergetycznego i rynku energii elektrycznej. Oto cytaty z referatu - Józef Paska, Mariusz Sałek (Politechnika Warszawska): „Technologie wytwarzania rozproszonego energii elektrycznej i ciepła”. XIII Konf. REE’2007: „Należy mieć również świadomość, że rozwój generacji rozproszonej nie może być postrzegany jako znacząca konkurencja dla dużych elektrowni, które stanowiąc będą podstawowe źródła energii elektrycznej. Przyszłością generacji rozproszonej jest zagospodarowanie specyficznych nisz rynku energii elektrycznej, jak np. pokrywanie obciążeń szczytowych przez turbiny gazowe, czy zapewnienie rezerwy gwarantującej zasilanie bezprzerwowe.”

Trzeba jednak mieć na przy tym na uwadze, że za energetyką rozproszoną nie mogą być uważane wielkie farmy wiatrowe o mocach przekraczających 100 MW, a nawet (w przypadku morskich farm wiatrowych – *off-shore*) 1000 MW. Koszty koniecznej rozbudowy sieci dla przyłączenia tych farm wiatrowych są bardzo duże i są one w Polsce przerzucane są bezpośrednio na odbiorców energii elektrycznej w postaci opłat za przesył i dystrybucję energii. Jeden z polskich operatorów sieci dystrybucyjnych ENEA Operator poinformował, że na przyłączenie 1000 MW z wiatraków planuje wydać do połowy 2013 r. 700 mln zł<sup>73</sup> (czyli przyłączenie 1 MW z elektrowni wiatrowej do sieć dystrybucyjnej kosztuje średnio 700 tys. zł, a trzeba pamiętać, że koszty te nie obejmują kosztów po

<sup>73</sup> <http://m.onet.pl/bizes/4974112,detal.html>

stronie operatora systemu przesyłowego<sup>74</sup>. Nawet wyższe koszty przyłączenia farm wiatrowych podaje także inny operator sieci dystrybucyjnej w północnej Polsce – ENERGA Operator. Wg. szacunków polskich ekspertów koszty przyłączenia farm wiatrowych na km sieci będą szybko rosły i osiągną w 2015 r. 300 tys. zł/km, a w 2030 r. 500 tys. zł/km<sup>75</sup>.

Teza, że rozwój nastawiony na energię odnawialną powoduje rozwój obszarów wiejskich i tworzenie nowych miejsc pracy jest tylko częścią prawdy. Dotowanie rozwoju dowolnej gałęzi przemysłu powoduje tworzenie miejsc pracy w tej dotowanej dziedzinie. Problem polega na tym, czy jest to optymalne wykorzystanie dostępnych funduszy, czy nie można byłoby za te pieniądze stworzyć więcej miejsc pracy w innej dziedzinie, i czy wskutek dotowania wybranej dziedziny nie nastąpi zanik innych gałęzi przemysłu powodujący straty miejsc pracy. W rzeczywistości wysokie dotacje do OZE powodują wzrost cen energii elektrycznej lub – jeżeli są finansowane z budżetu państwa – skutkują obciążeniem budżetu. Klasycznym przykładem jest Hiszpania, gdzie wskutek wysokich dotacji dla energii słonecznej i wiatrowej okazało się, że budżet państwa jest zadłużony wobec deweloperów OZE. Analizy niezależnych hiszpańskich ośrodków naukowych wykazały, że na każde miejsce pracy tworzone wskutek dotacji na OZE przypadają 2,2 miejsca pracy tracone w innych gałęziach przemysłu<sup>76</sup>. W Polsce – która ma warunki nasłonecznienia dużo gorsze niż Hiszpania, a warunki wiatrowe dużo gorsze niż Dania, Wielka Brytania czy Hiszpania – wprowadzanie OZE też spowoduje wzrost obciążeń finansowych, które muszą ponieść Polacy albo jako płatnicy rachunków za energię elektryczną albo jako podatnicy dający subwencje dla OZE. Pieniądze zainwestowane w OZE nie będą zainwestowane w innych gałęziach przemysłu, więc mogłaby powtórzyć się sytuacja Hiszpanii, gdzie nowym miejscom pracy w OZE towarzyszy utrata większej jeszcze liczby miejsc pracy w innych gałęziach przemysłu. Jednocześnie wzrost cen energii elektrycznej spowoduje odpływ wielu energochłonnych zakładów przemysłowych poza granice Polski. Oznacza to redukcję miejsc pracy i spadek dochodów z podatków dla państwa. Natomiast wprowadzenie energetyki jądrowej dającej tanią energię może być szansą na utrzymanie cen energii elektrycznej w naszym kraju na rozsądnym poziomie.

W studium firmy Ernst and Young<sup>77</sup> wykonanym na zamówienie i przy udziale Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) podano, że uśredniony CAPEX na 1 MW mocy wyniósł w latach 2007-2011 ok. 6,9 mln PLN. Ze względu na brak znaczącego przemysłu związanego z produkcją zarówno turbin, jak i masztów wiatrowych w Polsce, wartość środków inwestycyjnych, które pozostają w naszym kraju wynosi ok. 27% nakładów na MW mocy w energetyce wiatrowej (są to koszty związane z przyłączeniem do sieci energetycznej, usługi eksperckie i finansowe, budowa dróg dojazdowych oraz instalacja turbiny). Tak więc ok. ¾ nakładów wypływa zagranicę, po czym polski odbiorca musi nadal płacić znacznie więcej za energię elektryczną z wiatru niż z elektrowni systemowych, a zyski zabierają głównie inwestorzy zagraniczni.

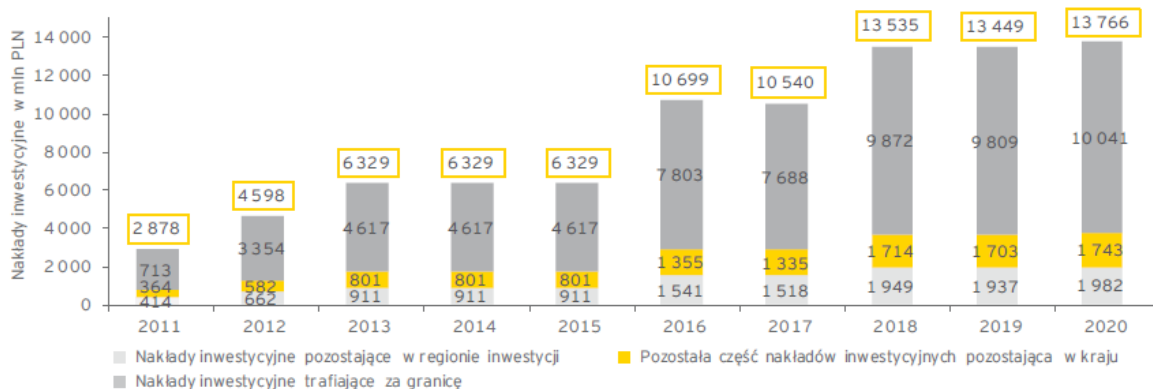
---

<sup>74</sup> Koszty koniecznych inwestycji sieciowych oraz bilansowania i usług regulacyjnych związanych ze zmiennością i nieprzewidywalnością produkcji elektrowni wiatrowych.

<sup>75</sup> <http://www.cire.pl/item,51801,1,5,10,0,170603,0,przyklaczenie-farmy-wiatrowej---05-mln-zl-za-kilometr.html>

<sup>76</sup> Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources Gabriel Calzada Álvarez PhD. March 2009, Universidad Rey Juan Carlos.

<sup>77</sup> Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce. Ernst and Young, 2012, sekcja 4.1.1.



**Ryc. 9.5** Prognozowana wartość inwestycji w sektorze energetyki wiatrowej w latach 2011-2020 w podziale na miejsca, do których trafiają poszczególne składowe ogólnej sumy wydatków na 1 MW (w mln PLN) [ źródło: studium Ernst&Young, Wykres 24].

Według wykresu [Ryc. 9.] (zaczepionego z ww. studium Ernst&Young), na którym podano przewidywania podziału pracy, w 2020 r. z wydatków przewidywanych wówczas na wiatraki w wysokości 13,7 mld zł, w kraju pozostanie 3,7 mld zł, a reszta to jest 10 mld zł wypływie za granicę zapewniając miejsca pracy w innych krajach, ale nie w Polsce.

Tak więc wbrew twierdzeniu, że „wiatr jest polski”, polski podatnik i odbiorca energii elektrycznej będą płacić 73% nakładów inwestycyjnych firmom zagranicznym z siedzibą za granicą, a następnie po zbudowaniu wiatraków będą płacić inwestorom (niemal wyłącznie zagranicznym) cenę energii elektrycznej z wiatraków, wynoszącą dla morskich farm wiatrowych 640 zł/MWh a dla farm lądowych ponad 420 zł/MWh.

## 10. BRAK SZCZEGÓŁOWYCH DANYCH NA TEMAT ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH

### GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:

A) BRAK WYBORU OSTATECZNYCH ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH I ZWIĄZANYCH Z TYM ANALIZ (TYPU/KONCEPCJI REAKTORA, TYPU UKŁADU CHŁODZENIA, GENERACJI REAKTORA, SPOSÓB ODPROWADZANIA CIEPŁA POWYŁĄCZENIOWEGO ETC.). DOTYCHCZASOWE DANE DOTYCZĄCE KONCEPCJI SYSTEMÓW REAKTOROWYCH NIE SĄ WYWAŻONE, PRZEZ CO NIE SĄ TEŻ DOSTATECZNIE DOKŁADNE, PONIEWAŻ BAZUJĄ PRZEDE WSZYSTKIM NA DANYCH PRODUCENTA.

B) BRAK SZCZEGÓLOWYCH BADAŃ DLA POSZCZEGÓLNYCH LOKALIZACJI. (BRAK OCENY WPLYWU NA OBSZARY CHRONIONE, BRAK BADAŃ SEJSMICZNYCH, BADAŃ METEOROLOGICZNYCH, OCENY WPLYWU NA JEDNOLITE CZĘŚCI WÓD DLA KAŻDEJ Z LOKALIZACJI ETC.).

C) BRAKI NIE POZWALAJĄ W SPOSÓB PRECYZYJNY OCENIĆ ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO WYNIKAJĄCEGO Z FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI W KONKRETNEJ LOKALIZACJI

[157, 183, 184, 205]

**10 A)** Prawdą jest, że nie dokonano jeszcze wyboru konkretnej technologii elektrowni jądrowej (EJ), która zostanie zastosowana w Polsce – w sensie typu reaktora i rozwiązań projektowych jądrowego bloku energetycznego, w tym związanych z układami chłodzenia, w szczególności także układami odprowadzania ciepła powyłęczeniowego (z reaktora i basenu wypalonego paliwa) do ostatecznego ujęcia ciepła (ang. *ultimate heat sink*). Nie wybrano także jeszcze lokalizacji – nawet dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej, a rozwiązania układów chłodzenia zależą także od lokalizacji. Wybór zarówno technologii EJ jak i lokalizacji dla 1-szej polskiej EJ zostanie dokonany najwcześniej za 2 lata.

Tym niemniej już obecnie jest wiadome i oczywiste, że do stosowania w Polsce dopuszczone zostaną jedynie technologie EJ generacji III lub III+ spełniające rygorystyczne wymagania polskich przepisów bezpieczeństwa jądrowego. W celu przygotowania infrastruktury prawnej odpowiedniej do nadzoru energetyki jądrowej znowelizowano (13.05.2011 r.) w dużym zakresie ustawę Prawo atomowe oraz uchwalono (29.06.2011 r.) specjalną ustawę o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących. Ponadto, opracowano lub znowelizowano kilkanaście aktów wykonawczych do Prawa atomowego – w tym rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie wymagań bezpieczeństwa dla projektu obiektu jądrowego oraz w sprawie analiz bezpieczeństwa i zawartości wstępnego raportu bezpieczeństwa dla obiektu jądrowego. Te znowelizowane i nowe przepisy w szczególności transponują do polskiego prawodawstwa wymagania Dyrektywy Rady 2009/71/EURATOM z 25 czerwca 2009 r. ustanawiającej wspólnotowe ramy bezpieczeństwa jądrowego obiektów jądrowych.

Polskie przepisy ustanawiają najwyższe standardy bezpieczeństwa energetyki jądrowej, przyjęte obecnie we świecie, zgodne z najnowszymi wymaganiami międzynarodowymi, w szczególności cele bezpieczeństwa dla reaktorów nowej generacji zawarte w dokumencie Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) SSR-2/1 oraz w Deklaracji Stowarzyszenia Zachodnioeuropejskich Dozorów Jądrowych (WENRA) z 2010r.<sup>78</sup>), uwzględniając także wymagania dokumentu „EUR”<sup>79</sup> oraz wnioski z awarii EJ Fukushima Dai-ichi i ze „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych.

Wspomniane powyżej cele bezpieczeństwa dla reaktorów nowej generacji, które zostały przyjęte w polskich przepisach, dotyczą praktycznego wykluczenia (deterministycznie, poprzez zastosowanie odpowiednich rozwiązań projektowych) awarii ze stopniem rdzenia reaktora, które mogłyby prowadzić do wczesnego uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa reaktora lub do bardzo dużych uwolnień substancji promieniotwórczych do otoczenia, oraz ograniczenia skutków awarii ze stopniem rdzenia, które nie zostały wykluczone, w takim stopniu aby znacząco ograniczyć konieczności podejmowania działań interwencyjnych celem ochrony zdrowia ludności do ograniczonego obszaru i czasu. Przepisy rozporządzeń wykonawczych do Prawa atomowego (rozporządzenia „projektowego” oraz rozporządzenia w sprawie analiz bezpieczeństwa i zawartości wstępnego raportu bezpieczeństwa) jednoznacznie wymagają aby rozwiązania projektowe elektrowni jądrowej zapewniały bezpieczeństwo nie tylko w razie wystąpienia awarii projektowych (ang. *design basis accidents*) ale także zapewniały opanowanie i ograniczenie skutków radiologicznych awarii poza-projektowych określanych jako rozszerzone warunki projektowe (ang. *design extension conditions*). Jest to wymóg typowy dla reaktorów energetycznych nowej generacji – zgodnie z celami bezpieczeństwa określonymi w dokumencie MAEA SSR-2/1 i w Deklaracji WENRA z 2010r.

---

<sup>78</sup> WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants. November 2010.

<sup>79</sup> European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision C. April 2001.

Oprócz tego polskie przepisy ustanowiły szereg kryteriów i wymagań bezpieczeństwa dla elektrowni jądrowych (jak np. wymóg odporności na uderzenie dużego samolotu cywilnego, wymogi dotyczące konstrukcji obudowy bezpieczeństwa reaktora – która musi składać się z obudowy pierwotnej i wtórnej, wymóg stosowania rozwiązań pasywnych w niektórych urządzeniach i układach ważnych dla bezpieczeństwa – w tym do rekombinacji wodoru, itd.), którym sprostać mogą jedynie najnowsze konstrukcje.

W końcowej wersji projektu „rozporządzenia projektowego” zostały uwzględnione także wnioski wynikające z analiz awarii EJ Fukushima Dai-ichi i „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych, w szczególności dotyczące: sposobu uwzględnienia zagrożeń zewnętrznych, zwiększenia wymaganej autonomii elektrowni jądrowej w odniesieniu do zasilania elektrycznego i zasobów wody do chłodzenia, zastosowania dodatkowych lub alternatywnych systemów i urządzeń do zasilania elektrycznego i odprowadzania ciepła powyłłączeniowego, itp.

Obszerniejsze informacje nt. polskich przepisów bezpieczeństwa jądrowego zawarte zostały w rozdz. 14. Na straży wypełnienia tych wymagań stoi niezależny polski Dozór Jądrowy, współdziałający z Urzędem Dozoru Technicznego i innymi państwowymi instytucjami kontrolnymi, którego szerokie uprawnienia zostały także opisane w rozdz. 14.

Dane dotyczące koncepcji systemów reaktorowych zawarte w „Prognozie...” oparte są nie tylko na informacjach od ich producentów, ale także na analizach wykonanych przez dozory jądrowe, w szczególności takie jak: amerykański (US NRC), brytyjski (HSE-ONR) i fiński (STUK).

**10B)** Strona Polska pragnie poinformować o tym, że tak szczegółowe aspekty będą przedmiotem procedury EIA prowadzonej przed wydaniem decyzji o lokalizacji obiektu energetyki jądrowej jak i przed wydaniem pozwolenia na budowę. W ramach procedury prowadzone będą konsultacje społeczne i transgraniczna procedura OOŚ (EIA). Tym samym strona Niemiecka będzie mieć wiedzę o przyjętych rozwiązaniach technologicznych i wynikających z nich oddziaływań [patrz odpowiedź na zagadnienie 1].

Polska znajduje się na początku wdrażania energetyki jądrowej w Polsce. Obecnie opracowywany jest dokument strategiczny – Program Polskiej Energetyki Jądrowej. Jest to dokument o charakterze wdrożeniowym obejmującym środki prawne, organizacyjne i formalne jakie są niezbędne dla wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce. W dokumencie tym nie precyzuje się żadnych szczegółów technologicznych. Jedyne uszczegółowienia dotyczą potencjalnych lokalizacji i tego, że Polska będzie budować reaktor generacji III lub III+. Prognoza SEA w celu określenia możliwych oddziaływań znacznie rozszerza te informacje poprzez:

- Analizę które reaktory mogą być oferowane Polsce
- Jakie oddziaływania radiologiczne wiążą się z poszczególnymi typami reaktorów
- Jakie uwarunkowaniach wiążą się z poszczególnymi potencjalnymi lokalizacjami.
- Jakie są możliwe typy układów chłodzenia i jakie z poszczególnymi wiążą się oddziaływania

Analizy te są przeprowadzone na możliwym i racjonalnie uzasadnionym poziomie szczegółowości. Wymagane podanie precyzyjnych i ostatecznych wyników, danych technicznych, technologicznych

etc. nie jest w tym wypadku racjonalne. Kwestie te będą bowiem podlegać głębokiej analizie w ramach procedury EIA.

W tym kontekście należy zwrócić uwagę na zapis **art. 5 dyrektywy 2001/42/WE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY z dnia 27 czerwca 2001 r. w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko** (Dz.U.UE L z dnia 21 lipca 2001 r.), 1. W przypadku gdy na mocy art. 3 ust. 1 wymagana jest ocena wpływu na środowisko, przygotowuje się sprawozdanie, w którym zostanie zidentyfikowany, opisany i oszacowany potencjalny znaczący wpływ na środowisko wynikający z realizacji planu lub programu oraz rozsądne rozwiązania alternatywne uwzględniające cele i geograficzny zasięg planu lub programu. Informacje, które w tym celu mają być podane, są określone w załączniku I. 2. Sprawozdanie dotyczące środowiska, przygotowane zgodnie z ust. 1, **zawiera informacje, które mogą być racjonalnie wymagane, z uwzględnieniem obecnego stanu wiedzy i metod oceny, zawartości i poziomu szczegółowości planu lub programu, jego stadium w procesie podejmowania decyzji oraz zakresu, w jakim niektóre sprawy mogą zostać właściwie ocenione na różnych etapach tego procesu, w celu uniknięcia powielania oceny.**

Analogiczne postanowienia zawiera również polskie prawodawstwo – zgodnie z art. 52 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, *„informacje zawarte w prognozie oddziaływania na środowisko, o których mowa w art. 51 ust. 2, powinny być opracowane stosownie do stanu współczesnej wiedzy i metod oceny oraz dostosowane do zawartości i stopnia szczegółowości projektowanego dokumentu oraz etapu przyjęcia tego dokumentu w procesie opracowywania projektów dokumentów powiązanych z tym dokumentem.”*

Strona Polska chce również podkreślić, że jest jednym z pierwszych krajów w Europie który poddaje dokument strategiczny dotyczący wprowadzenia energetyki jądrowej ocenie SEA. Z tego być może względu oczekiwania wobec poziomu szczegółowości jaki powinien być poruszany są zbyt duże. Strona Polska stoi na stanowisku, że porównywanie zawartości i stopnia szczegółowości Prognozy SEA do Raportu EIA nie jest zasadne.

**10C)** W latach 2013-2014 zostaną przeprowadzone szczegółowe badania i analizy lokalizacyjne potencjalnych lokalizacji (Gąski, Choczewo i Żarnowiec, plus ew. dodatkowa lokalizacja – prawdopodobnie Kopań) – celem wybrania optymalnej lokalizacji dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej (EJ). Wyniki tych badań i analiz zostaną następnie wykorzystane do opracowania raportu lokalizacyjnego i raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla wybranej lokalizacji EJ.

Przy obliczeniach zagrożenia radiologicznego, których wyniki przytoczono w „Prognozie...” przyjęto standardowe lecz konserwatywne założenia dotyczące warunków meteorologicznych, zapewniające konserwatywną ocenę skutków radiologicznych rozpatrywanych awarii. Natomiast szczegółowe pomiary, obserwacje oraz analizy warunków meteorologicznych dla aktualnie rozważanych przez inwestora potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowych (Gąski, Choczewo, Żarnowiec i ew. jeszcze dodatkowo – Kopań) zostaną przeprowadzone w ramach szczegółowych badań i analiz lokalizacyjnych zaplanowanych na lata 2013-2014 celem dokonania wyboru optymalnej lokalizacji dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej.

Oddziaływanie konkretnej elektrowni jądrowej (tj. w konkretnej lokalizacji oraz określonej technologii i konfiguracji) na środowisko zostanie szczegółowo określone w raporcie oddziaływania



przedsięwzięcia na środowisko wymagany do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Każda planowana budowa konkretnej elektrowni jądrowej zostanie poddana oddzielnym konsultacjom krajowym i transgranicznym.

## **11. NIECZYTELNE KRYTERIA WYBORU LOKALIZACJI**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

NIECZYTELNE KRYTERIA WYBORU LOKALIZACJI – ZARÓWNO Z LISTY MG, JAK Z ANALIZY LOKALIZACYJNEJ, PROGNOZY JAK I WYBORÓW DOKONYWANYCH PRZEZ PGE, BRAK SPÓJNYCH INFORMACJI NA TEMAT OPTYMALNYCH LOKALIZACJI, OBAWA CZY PO ZAKOŃCZENIU KONSULTACJI NIE BĘDĄ ZNÓW ROZPATRYWANE INNE LOKALIZACJE, SZCZEGÓŁOWE ODNIESIENIE SIĘ DOTYCZY JEDYNI 6 LOKALIZACJI – NIE PRZEDSTAWIONO OCENY DLA LOKALIZACJI POZOSTAŁYCH.

**[8, 11, 55, 56, 63, 69, 77, 101, 111, 114, 126, 136, 172, 174, 176, 179, 211]**

Wybór lokalizacji nawet dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej (EJ) nie został jeszcze dokonany. Wybór optymalnej lokalizacji dla pierwszej EJ zostanie dokonany na podstawie wyników szczegółowych badań i analiz (lokalizacyjnych i środowiskowych) 3 potencjalnych lokalizacji, które zostaną przeprowadzone w latach 2013-2014.

Odnosząc się do wyboru 27 lokalizacji z listy MG to ścieżka postępowania została opisana w rozdziale 10.3 Prognozy SEA. Historycznie biorąc, studia zmierzające do wyboru lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej o mocy około 2.000 MW rozpoczęte zostały w połowie lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku. W wyniku przeprowadzonych w latach 1969 – 1970 studiów lokalizacyjnych w grudniu 1972 roku podjęto decyzję o ustaleniu lokalizacji dla pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce nad Jeziorem Żarnowieckim. Budowa Elektrowni Jądrowej „Żarnowiec” rozpoczęta została w 1982 r. Jednocześnie trwały badania nad ustaleniem drugiej lokalizacji, które zakończyły się w czerwcu 1988 r. podjął decyzją Wojewody Piłskiego o ustaleniu lokalizacji drugiej elektrowni jądrowej Warta w miejscowości Klempicz. Równoległe z końcową fazą studiów i badań lokalizacyjnych dla drugiej elektrowni jądrowej prowadzone były studia lokalizacyjne w celu przygotowania materiałów do rozpoczęcia procesu lokalizacyjnego dla trzeciej i następnych elektrowni. W pierwszym etapie wykonano makroprzestrzenną analizę możliwości lokalizacji elektrowni jądrowych na terenie całej Polski i dokonano wyboru 62 potencjalnych rejonów lokalizacji. Etap zakończono w 1989 r. W etapie drugim ograniczono listę lokalizacji do 29 obszarów. Dalsze studia i badania zostały przerwane ze względu na rezygnację z realizacji programu rozwoju energetyki jądrowej.

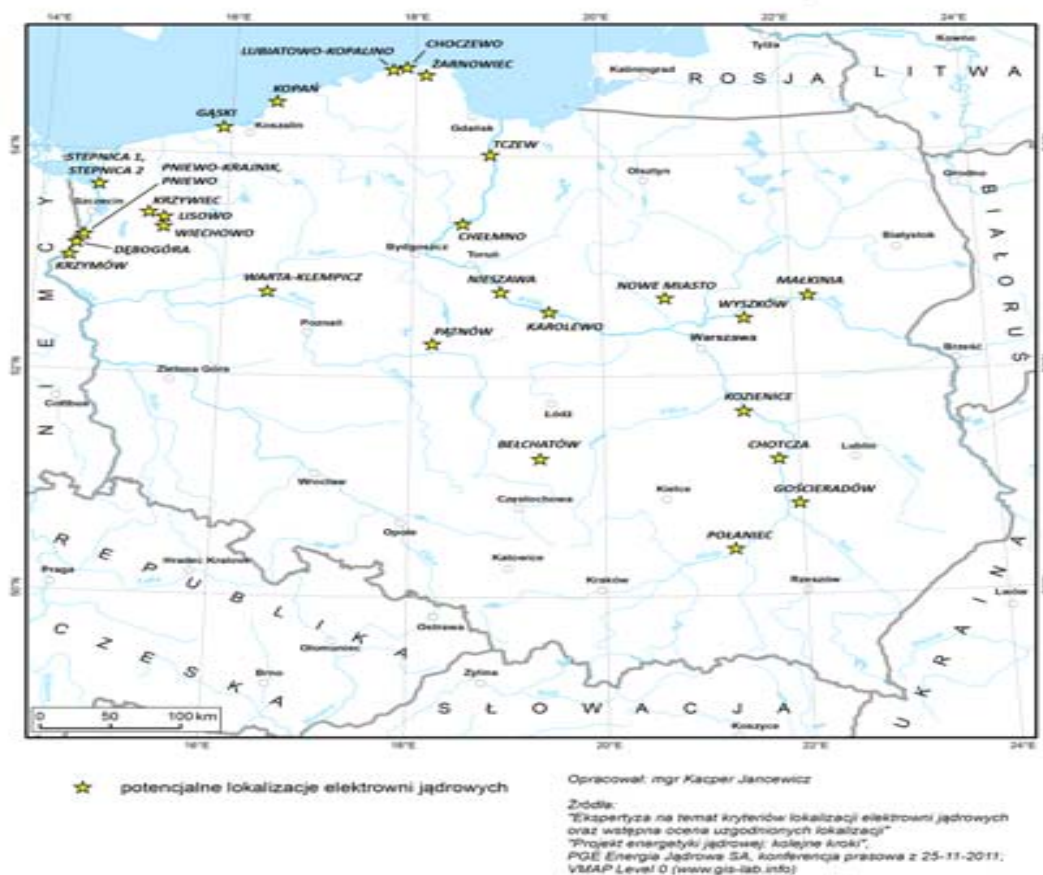
W 2009 r. Ministerstwo Gospodarki w porozumieniu samorządami dokonało aktualizacji propozycji lokalizacyjnych elektrowni jądrowych rozważanych do 1990 r. Zebrano również nowe oferty. Na tej podstawie opracowano listę 27 potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowych. W wyniku dokonanej aktualizacji opracowano ranking lokalizacji w oparciu o następujące czynniki (patrz także: informacja podana w pkt 59):

- 1) Integrację z systemem elektroenergetycznym,
- 2) Geologię, trzęsienia ziemi i studia wulkaniczne
- 3) Sejsmologię i inżynierię sejsmiczną
- 4) Hydrologię (włączając wodę gruntową, powodzie i tsunami)

- 5) Dostępność wody chłodzącej, ujęcie i zrzut.
- 6) Demografię i użytkowanie ziemi.
- 7) Meteorologię i warunki atmosferyczne (włączając kierunki wiatru, tornada i huragany).
- 8) Studia flory i fauny.
- 9) Bezpieczeństwo jądrowe i aspekty ochrony radiologicznej.
- 10) Ogólne skutki środowiskowe.
- 11) Ryzyka od działalności człowieka.
- 12) Miejscową infrastrukturę.
- 13) Miejsca kulturowe i historyczne.
- 14) Dostępność i drogi ewakuacyjne.
- 15) Charakterystyka transportu powietrznego, lądowego i morskiego.
- 16) Aspekty prawne.
- 17) Konsultacje społeczne.

Wyniki ekspertyzy na podstawie wstępnych analiz wskazały spośród 27 potencjalnych lokalizacji — 4 lokalizacje rekomendowane (Żarnowiec, Warta-Klempicz, Kopań i Nowe Miasto). Z tego względu również w Prognozie SEA lokalizacje te zostały tak nazwane (zalecane i rezerwowe). Wszystkie potencjalne lokalizacje dla EJ zostały pokazane na poniższej mapce [Ryc. 11.1].

## POTENCJALNE LOKALIZACJE ELEKTROWNI JĄDROWYCH



Ryc. 11.1 Potencjalne lokalizacje dla EJ w Polsce.

W Prognozie SEA dokonano oceny wszystkich 27 lokalizacji oraz jednej lokalizacji dodatkowej Gąski. Lokalizacje zalecane oraz rezerwowe zostały umieszczone w głównym tekście Prognozy SEA – rozdział 10.3. Lokalizacje pozostałe zostały umieszczone w załączniku do prognozy oddziaływania na środowisko - pozostałe alternatywne warianty lokalizacyjne. Fakt ten został także opisany w głównym tekście Prognozy SEA.

Odnosząc się do lokalizacji dodatkowej to należy wskazać, że Ministerstwo Gospodarki po jej wprowadzeniu dokonało aktualizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej oraz Prognozy SEA i przeprowadziło dodatkową turę konsultacji społecznych. W tym przypadku kierowano się głównie kryteriami dostępności wody chłodzącej (najlepiej morskiej przy otwartym obiegu chłodzenia – co pozwala obniżyć nakłady inwestycyjne oraz uzyskać wyższą sprawność wytwarzania, ze względu na niższe temperatury wody chłodzącej) oraz lokalizacji w północnej części kraju (woj. pomorskie i zachodnio-pomorskie) – ze względu na deficyt energii w tej części kraju.

Badania polegające na ocenie warunków lokalizacyjnych i środowiskowych w wybranych do dalszych badań lokalizacjach będą podstawą do wyboru wariantu optymalnego z punktu widzenia środowiskowego, społecznego i ekonomicznego dla którego będzie prowadzona procedura EIA. Tym samym informacja na temat lokalizacji uznanej za optymalną będzie dostępna po zakończeniu badań realizowanych przez inwestora. Kwestie związane z samą procedurą i udziałem strony Niemieckiej zostały opisane w odpowiedzi na zagadnienie 1.

## 12. WPŁYW ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA ZMNIJSZENIE WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH I REDUKCJĘ EMISJI CO<sub>2</sub>

### GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:

A) STWIERDZENIE O BRAKU WPŁYWU EJ NA OGRANICZENIE WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH

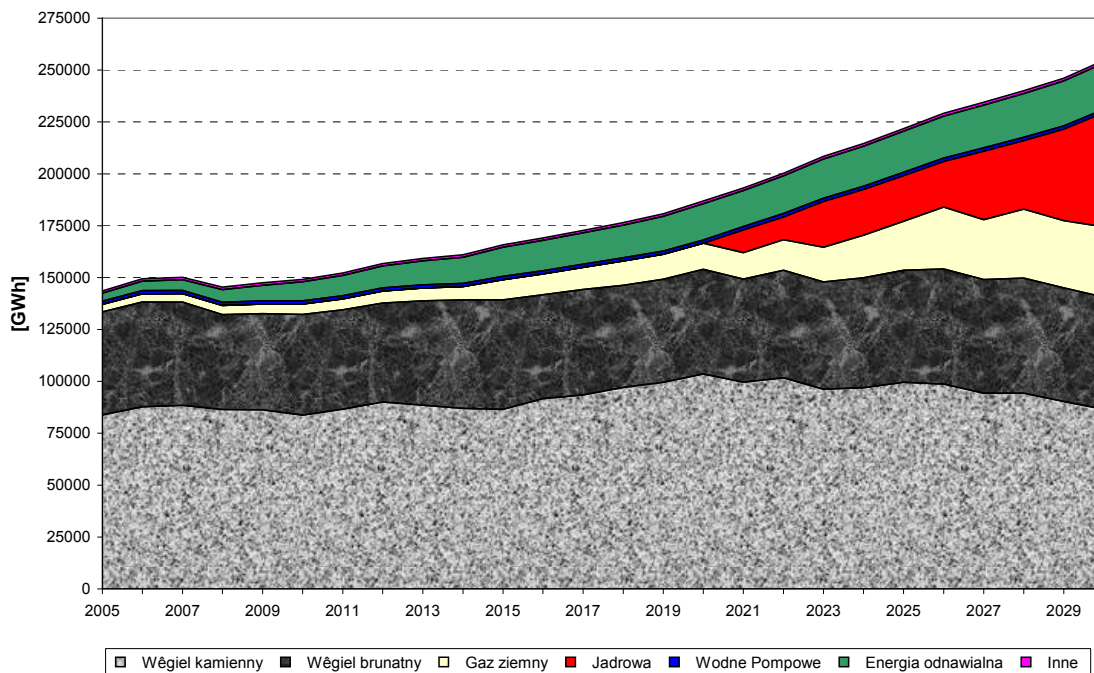
B) STWIERDZENIE O BRAKU WPŁYWU EJ NA OGRANICZENIE EMISJI CO<sub>2</sub>.

C) POWOŁANIE SIĘ WYNIKI BADAŃ PROWADZONE PRZEZ NIEMIECKI INSTYTUT ...

D) STWIERDZENIE, ŻE REZYGNACJA Z EJ POWINNA WYNIKAĆ Z EUROPEJSKIEJ POLITYKI KLIMATYCZNEJ

[21, 49, 51, 53, 164-166, 189, 228, 231, 232, 234]

**12 A)** Energia jądrowa zasadniczo nie będzie zastępować energii wytwarzanej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym lub brunatnym, lecz – wraz z energią wytwarzaną w elektrowniach gazowych oraz z odnawialnych źródeł energii (OZE) będzie ona głównie pokrywać przyrost zapotrzebowania (patrz: [Ryc. 12.1]).



**Ryc. 12.1. Prognozowane zmiany struktury paliwowej wytwarzania energii elektrycznej do 2030 r.**<sup>80</sup>

Z powodu obowiązku kupowania na aukcjach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przez przedsiębiorstwa energetyczne nastąpi spadek zużycia węgla kamiennego o ok. 16,5 % i brunatnego o ok. 23%, a zużycie gazu wzrośnie o ok. 40%. Jednakże produkcja energii elektrycznej w elektrowniach węglowych (łącznie: węgiel kamienny i brunatny) w ciągu następnych 20 lat utrzymywac się będzie na poziomie ok. 110 TWh. Wzrost zużycia gazu będzie spowodowany opłacalnością budowy gazowych źródeł pracujących w kogeneracji (skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła) oraz koniecznością budowy źródeł gazowych w celu zapewnienia rezerwowej mocy przy przewidywanym bardzo dużym wzroście udziału elektrowni wiatrowych.

Należy jednak wziąć pod uwagę, że w ramach programu modernizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wyeksploatowane bloki elektrowni węglowych na węgiel kamienny lub brunatny (o sprawności rzędu 37% i nawet niższej), nie spełniające wymagań dotyczących emisji zanieczyszczeń określonych w dyrektywach UE, oraz nie nadające się do modernizacji, będą wyłączane z eksploatacji i stopniowo zastępowane nowoczesnymi, na parametry nadkrytyczne (o sprawności rzędu 45-47%). Dzięki temu nastąpi znacząca redukcja emisji CO<sub>2</sub>.

Nowoczesne bloki elektrowni ciepłych oddane do eksploatacji w ostatnich latach, oraz obecnie budowane lub projektowane charakteryzują się wskaźnikami emisji zanieczyszczeń spełniającymi wymagania najnowszej Dyrektywy 2010/75/UE. Np. projektowany nowy blok 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka (Ostrołęka C) – na węgiel kamienny, z kotłem pyłowym na parametry nadkrytyczne – ma mieć następujące jednostkowe wskaźniki emisji zanieczyszczeń<sup>81</sup>:

- CO<sub>2</sub>: 728 kg/MWh,
- SO<sub>2</sub>: 0,554 kg/MWh,
- NO<sub>x</sub>: 0,507 kg/MWh,
- pyły: 0,083 g/MW.

Dla porównania obecnie średnie wskaźniki emisyjności polskiej elektroenergetyki zawodowej są następujące:

- CO<sub>2</sub>: 1 005 kg/MWh,
- SO<sub>2</sub>: 2,351 kg/MWh,
- NO<sub>x</sub>: 1,619 kg/MWh,
- pyły: 0,144 kg/MWh.

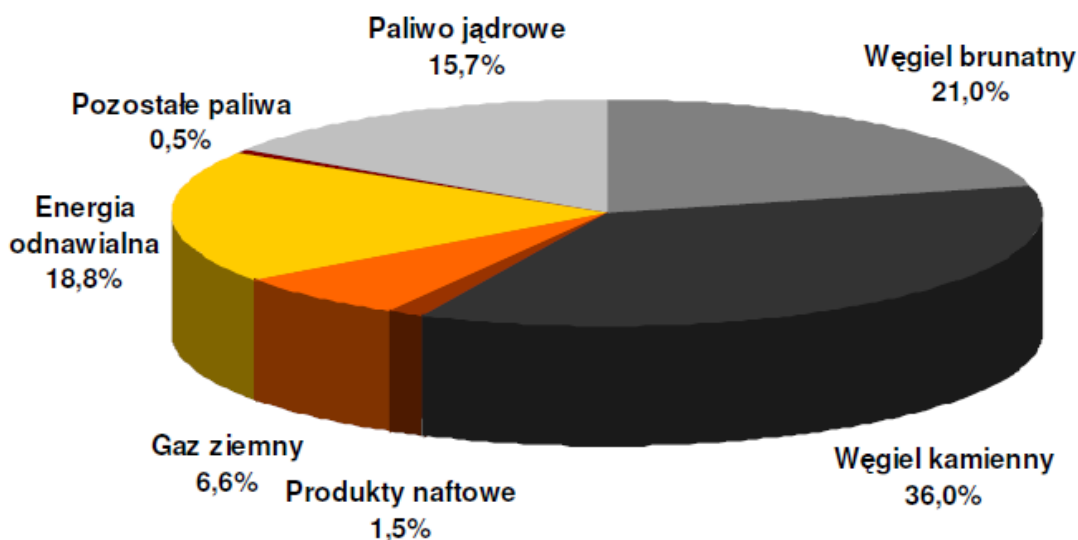
Jak widać w powyższego porównania, potencjał redukcji emisji zanieczyszczeń z elektrowni i elektrociepłowni ciepłych przez zastąpienie starych jednostek wytwórczych nowoczesnymi nowymi jest bardzo duży.

Konieczność spełnienia wymaganego przez Unię Europejską uzyskania 15% udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej brutto w 2020 r. spowoduje duży wzrost udziału energii wytwarzanej z OZE. Na [Ryc. 12.2] pokazano przewidywaną w 2030 r. strukturę paliwowa wytwarzania energii elektrycznej.

Cel ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> do 2012 r. o 20% zostanie osiągnięty, przy prognozowanej strukturze zużycia nośników energii pierwotnej.

<sup>80</sup> Określenie optymalnego zakresu i tempa rozwoju energetyki atomowej w Polsce w perspektywie 2030r. – aktualizacja według stanu wiedzy na 1 czerwca 2007r. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, październik 2007.

<sup>81</sup> „Energoprojekt Warszawa” S.A. Budowa Elektrowni Ostrołęka C. Raport o oddziaływaniu na środowisko. Opis techniczny.

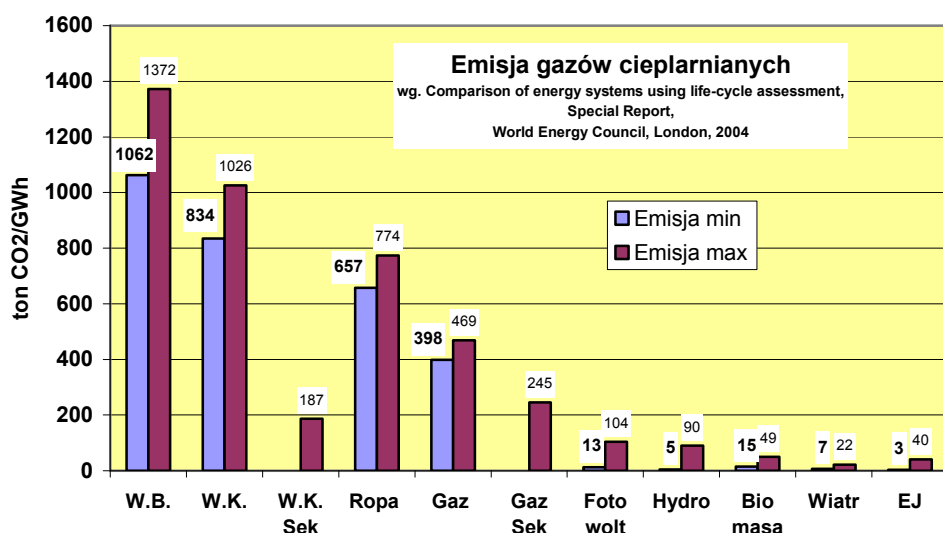


Ryc. 12.2 Planowana struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej w 2030 r. [PPEJ].

### 12B.1) Oceny sumaryczne

W czasie swojej pracy elektrownie jądrowe nie powodują żadnych emisji CO<sub>2</sub> ani innych gazów cieplarnianych<sup>82</sup>, podobnie jak hydroelektrownie, wiatraki czy ogniwa słoneczne.

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 źródeł wytwórczych wykorzystujących OZE. Po uwzględnieniu tych wszystkich procesów – np. spalania oleju napędowego w silnikach ciężarówek wiozących rudę uranową – otrzymujemy porównanie emisji CO<sub>2</sub> opracowane przez Światową Radę Energetyczną ([Ryc. 12.1] poniżej wg WEC<sup>83</sup>).



<sup>82</sup> 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<sub>2</sub>. Według oceny IPCC z 2001 r. metan CH<sub>4</sub> i tlenek azotu (N<sub>2</sub>O) powodują efekt cieplarniany 23 i 296 razy silniej niż CO<sub>2</sub>.

<sup>83</sup> World Energy Council Comparison of energy systems using lifecycle assessment, Special report, London 2004

Ryc. 12.1 Porównanie emisji gazów cieplarnianych w cyklu całego życia. Dane ze Specjalnego Raportu World Energy Council [Ibid, rys. B.1]. (WB- węgiel brunatny, WK – węgiel kamienny, sek- przy sekwestracji CO<sub>2</sub>, EJ – energetyka jądrowa)

Oceny ilości energii potrzebnej w całym cyklu energetycznym począwszy od produkcji materiałów na zbudowanie 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 niezależne organizacje i agencje rządowe.

Przeciwnicy energetyki jądrowej twierdzą, że wkłady energii na budowę elektrowni, jej eksploatację (wraz z wydobyciem i wzbogacaniem uranu), likwidację i gospodarkę odpadami radioaktywnymi są już dziś duże, a w miarę wykorzystywania coraz uboższych złóż rudy będą rosły i przewyższą energię otrzymywaną przez rozszczepianie uranu. Twierdzenie to opiera się na teorii „urwiska energetycznego” występującego rzekomo przy zawartości U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> w rudzie poniżej 0,013%,<sup>84</sup> sformułowanej przez Storm van Leeuwen i Smitha, których w dalszym tekście będziemy nazywać SLS. Zaletą ich pracy jest zwrócenie uwagi na wkład energetyczny i odpowiednie emisje CO<sub>2</sub> związane z uzyskiwaniem uranu z rudy ubogiej, jaka będzie eksploatowana w przyszłości po wyczerpaniu zasobów rud bogatszych w uran. Jednakże założenia i rezultaty pracy SLS z 2005 r.<sup>85</sup> i jej aktualizacji z 2008, 2010 i 2012 roku<sup>86</sup> są sprzeczne z danymi i wynikami obszernej literatury technicznej omawiającej ten sam temat. Storm van Leeuwen twierdzi w pracy z maja 2012 roku, że „obecnie emisje CO<sub>2</sub> z energetyki jądrowej wynoszą od 80 do 130 gram CO<sub>2</sub>/kWh.”<sup>87</sup> Raporty opracowane przez ekspertów i sprawdzane przez agencje rządowe w systemie podobnym do weryfikacji zeznań podatkowych, a więc bardzo wiarygodnym, wykazują dużo niższe emisje.

Są to na przykład:

Vattenfall (2004; 2005)<sup>88</sup>: 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, wzbogacania go, likwidacji EJ i unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych wynosi wg tego studium poniżej 4 g(CO<sub>2</sub>-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)<sup>89</sup>: 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<sub>2</sub>)/kWh. Gdyby w EJ Torness wykorzystywano rudę z kopalni Olympic Dam do zaspokojenia

<sup>84</sup> SLS (2005) Storm van Leeuwen J.W. and Smith P., “Nuclear Power: the Energy Balance”.2005. Retrieved from <http://www.stormsmith.nl/>

<sup>85</sup> SLS (2005) Storm van Leeuwen J.W. and Smith P., “Nuclear Power: the Energy Balance”. Updates 2005. Retrieved from <http://www.stormsmith.nl>

<sup>86</sup> <http://www.stormsmith.nl/Media/downloads/insights.pdf>

<sup>87</sup> Ibid str 23

<sup>88</sup> Vattenfall (2005) 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](http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf)

<sup>89</sup> BE (2005) 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>

100% potrzeb elektrowni, to przy pesymistycznym założeniu, że 25% całej energii zużytej w kopalni pochlania uzyskanie uranu, emisje z EJ Torness wzrosłyby do 6,85 (CO<sub>2</sub>)/kWh.

- SDC (2006)<sup>90</sup>: Przegląd 31 studiów omawiających cykl paliwowy reaktorów LWR. Zakres emisji w 30 opracowaniach wynosi od 2 do 77 g(CO<sub>2</sub>)/kWh, z czego tylko 3 prace podają wartości >40 g(CO<sub>2</sub>)/kWh. Jedyna praca odbiegająca od innych, która podaje 140-230 g(CO<sub>2</sub>)/kWh, to publikacja organizacji antynuklearnej WISE (oparta na wynikach SLS).

- Weisser (2007)<sup>91</sup>: 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<sub>2</sub>-eq)/kWh.

- Dones (2003; et al. 2005)<sup>92</sup>: Studia w cyklu całego życia LCA dla reaktorów LWR w Unii Europejskiej i w Szwajcarii, a także studia dla innych źródeł energii (Dones et al. 2004)<sup>93</sup>. Zakres dla LWR to 5-12 g(CO<sub>2</sub>-eq)/kWh (najniższa wartość dla wzbogacania wirówkowego, najwyższa dla wkładu ze wzbogacania dyfuzyjnego).

Ponadto raport Fthenakisa i Kima (2007)<sup>94</sup>, opracowany przez zwolenników energetyki odnawialnej, przedstawia studia w cyklu całego życia LCA dla ogniw fotowoltaicznych i energii jądrowych w specyficznych warunkach USA i podaje zakres dla LWR wynoszący od 16 do 55 g(CO<sub>2</sub>-eq)/kWh.

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 trzykrotnie niższe niż na cykl ze wzbogacaniem dyfuzyjnym.

Ponadto wielkości energii zużywanej na wzbogacanie uranu, na budowę EJ i jej likwidację, a także na unieszkodliwianie odpadów są szacowane przez SLS kilkakrotnie, a czasem kilkunastokrotnie wyżej niż wynika z danych technicznych. W oparciu o te zawyżone dane SLS stworzyli teorię długu energetycznego, który zaciąga energetyką jądrowa budując EJ i którego spłata wymaga rzekomo emisji wielkich ilości dwutlenku węgla.

Wg SLS, czas potrzebny na zwrot energii potrzebnej dla obecnie pracujących elektrowni jądrowych przy średniej zawartości uranu w pracujących obecnie kopalniach mierzony w odniesieniu do całego

---

<sup>90</sup> SDC (2006) Sustainable Development Commission, "The role of nuclear power in a low carbon economy – Paper 2: Reducing CO<sub>2</sub> 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>

<sup>91</sup> Weisser D. (2007) A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. [http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/assets/GHG\\_manuscript\\_pre-print\\_versionDanielWeisser.pdf](http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/assets/GHG_manuscript_pre-print_versionDanielWeisser.pdf)

<sup>92</sup> Dones R. (2003) 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](http://www.ecoinvent.ch)

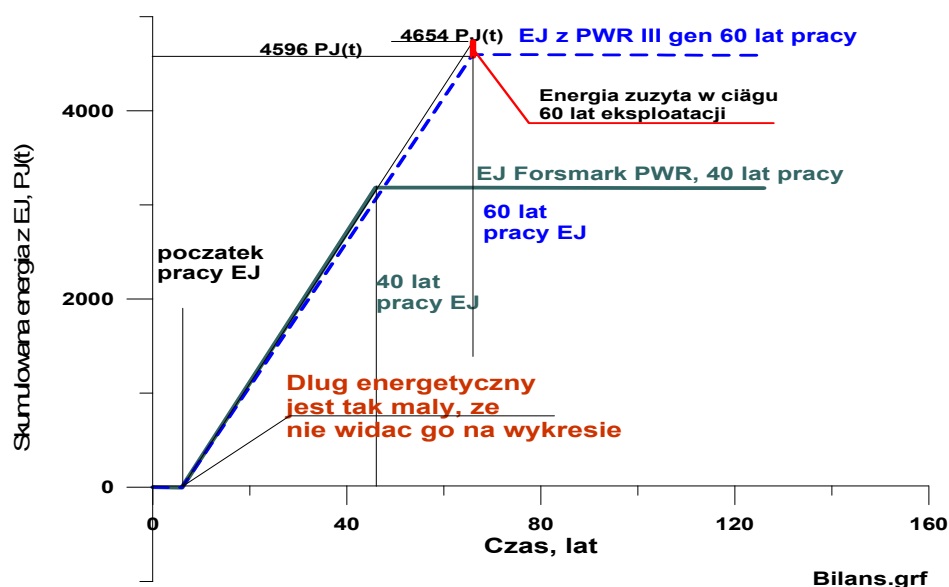
<sup>93</sup> Dones R., Bauer C., Bolliger R., Burger B., Faist Emmenegger M., Frischknecht R., Heck T., Jungbluth N. and Röder A. (2004a) Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Final report ecoinvent 2000 No. 5. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH. Retrieved from: [www.ecoinvent.ch](http://www.ecoinvent.ch)

<sup>94</sup> Fthenakis V. M. and Kim H. C. (2007) Greenhouse-gas Emissions from Solar Electric- and Nuclear Power: A Life-cycle Study. Energy Policy, Vol. 35, pp. 2549-2557



okresu eksploatacji „od kolebki aż do grobu” wynosi 9 pełnych lat pracy pod pełnym obciążeniem.. (ibid, str 45). Na tej podstawie Storm van Leeuwen opracował zestawienie, przedstawiające sumę energii potrzebnej na zbudowanie elektrowni jądrowej, wydobycie uranu, jego wzbogacenie i produkcję paliwa, utrzymanie elektrowni w ruchu, jej likwidację i unieszkodliwienie odpadów radioaktywnych. Potrzeby energetyczne tylnej części cyklu paliwowego, mianowicie unieszkodliwianie paliwa i likwidacja elektrowni jądrowej SLS nazwali długiem energetycznym, ponieważ muszą być spłacane w ciągu wielu lat po zamknięciu elektrowni. (Ibid, str. 47).

Rzeczywisty przebieg zmian bilansu energetycznego dla EJ o czasie pracy 40 lat i 60 lat pokazano na poniższym rysunku [Ryc. 12.2].



Ryc. 12.2 Bilans energetyczny w cyklu życia elektrowni jądrowej

Dokumenty techniczne, a w szczególności deklaracje wpływu EJ na środowisko ze Szwecji<sup>95</sup> i z Wielkiej Brytanii<sup>96</sup>, podają wielkości uwolnień CO<sub>2</sub> wynoszące od 4 do 40 g równoważnych CO<sub>2</sub>/kWh, przy czym dolna granica odpowiada wzbogacaniu uranu metodą wirówkową, a górna metodą dyfuzyjną. Wykorzystywanie rudy ubogiej ma niewielki wpływ na bilans energetyczny całego cyklu, a co za tym idzie i na bilans emisji CO<sub>2</sub>.

Wykazano, że liczby podawane przez SLS są kilkanaście razy wyższe od danych rzeczywistych. Twierdzenie, że EJ będą emitowały więcej CO<sub>2</sub> niż elektrownie gazowe jest oparte na błędnych przesłankach. Błędy odnośnie energii potrzebnej na wydobycie i oczyszczenie uranu omówimy poniżej.

<sup>95</sup> Vattenfall (2005) 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](http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf)

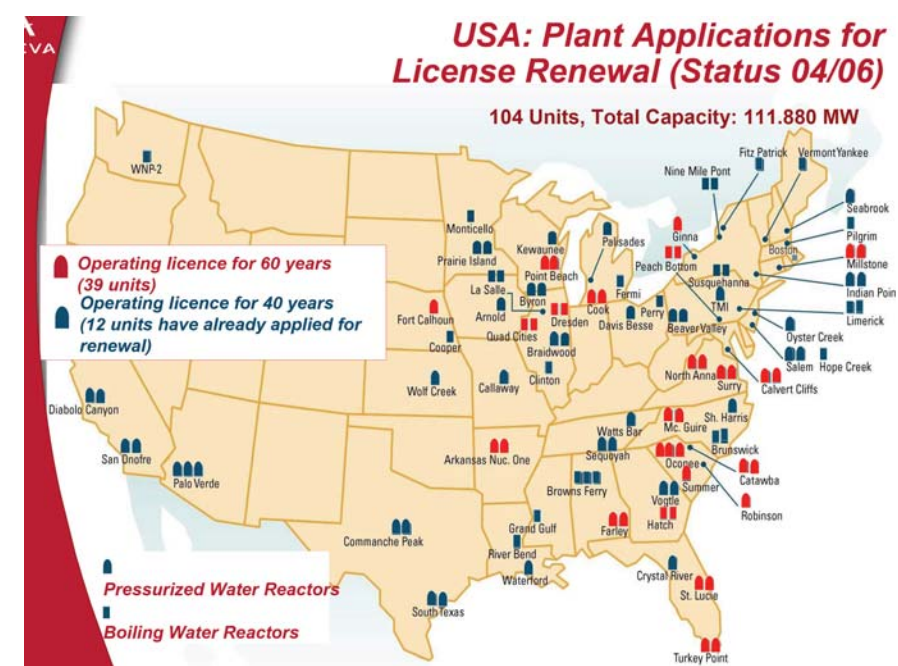
<sup>96</sup> BE (2005) British Energy, “Carbon footprint of the nuclear fuel cycle – Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station – Technical Report”. AEA Technology Environment, London, UK. Retrieved from <http://www.british-energy.com/pagetemplate.php?pid=251>

Silne zawyżenia występują także w publikowanych przez SLS oszacowaniach ilości energii potrzebnej na budowę elektrowni lub na jej likwidację. Dokumenty techniczne z wielu źródeł sprawdzone przez niezależnych audytorów potwierdzają, że nakłady energii na budowę i likwidację elektrowni są dużo mniejsze od energii produkowanej w ciągu życia EJ, a emisje gazów cieplarnianych w cyklu jądrowym należą do najniższych ze wszystkich źródeł energii.

Wobec tego, że sprawa bilansu energetycznego – decydującego o wielkości emisji CO<sub>2</sub> - jest jednym z zasadniczych argumentów w dyskusjach na temat energetyki jądrowej, przytoczymy poniżej jego główne elementy<sup>97</sup>.

## 12B.2) Energia uzyskiwana w czasie całego okresu pracy elektrowni jądrowej.

Wobec tego, że oceny prowadzimy dla całego cyklu życiowego elektrowni jądrowej, istotną sprawą jest przyjęcie, jakiego okresu pracy użytecznej możemy oczekiwać. SLS postulują 30 lat przy współczynniku obciążenia 0,82, co daje 24 lata efektywnej pracy ciągłej. W rzeczywistości projektowy czas pracy dla już eksploatowanych EJ wynosi 40 lat, a wiele z nich otrzymało już zezwolenie na pracę przez 60 lat [Ryc. 12.3].

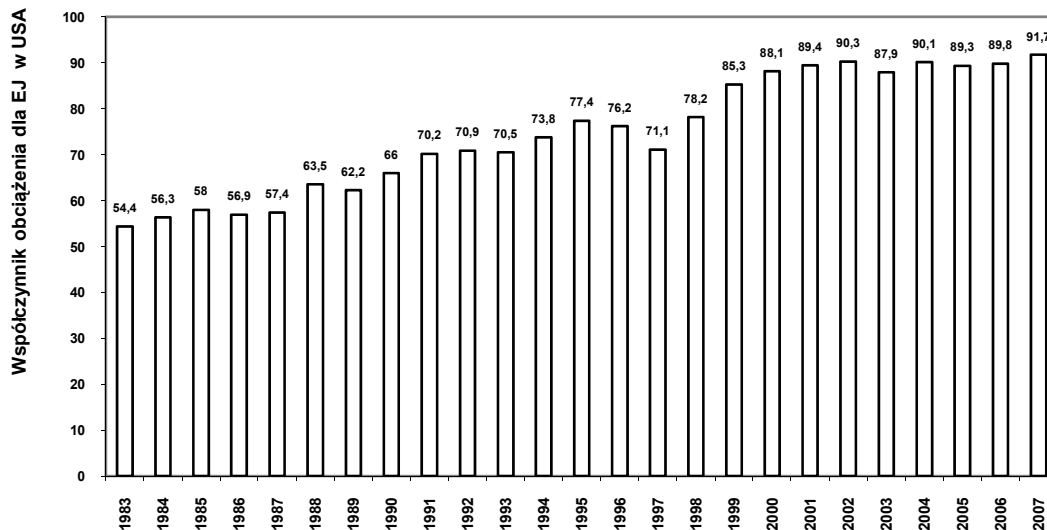


Ryc. 12.3. EJ w USA z licencjami na 60 lat pracy

Współczynnik obciążenia osiągnąony średnio na świecie - łącznie z elektrowniami jądrowymi w krajach III Świata – wynosi obecnie 0,85, a w USA przekracza on 0,9. Dla elektrowni III generacji, jakie będą budowane w Polsce, gwarantowany czas pracy wynosi 60 lat przy oczekiwanym współczynniku obciążenia 0,9, co daje 54 lata efektywnej pracy ciągłej. Przemysł jądrowy dokonał wielkiego postępu w eksploatacji EJ, podnosząc wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej do wartości średnich powyżej 90% [Ryc. 12.4]. Nowe elektrownie III generacji będą miały wskaźnik wykorzystania mocy wyższy, ponieważ są projektowane tak, by naprawy i konserwację układów bezpieczeństwa można

<sup>97</sup> <http://www.cire.pl/pliki/2/czywystarczyuranu.pdf>

było prowadzić podczas pracy reaktora. Oznacza to skrócenie okresów remontowych – a więc wyższy wskaźnik czasu pracy na pełnej mocy.



Ryc. 12.4 Średnie wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej EJ w USA

Wobec tego, że analizy wykonujemy dla nowych EJ, to jest dla EJ III generacji mających pracować w Polsce, przyjmujemy jako założenie czas pracy 60 lat i współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej 0,85, jaki osiągany jest obecnie średnio na całym świecie. Oprócz tego przedstawimy porównanie z elektrowniami jądrowymi II generacji przy czasie pracy 40 lat i pesymizowanych charakterystykach pracy.

SLS podają, że reaktor odniesienia zużywa rocznie 162,35 tony uranu naturalnego<sup>98</sup>, co przy współczynniku obciążenia 0,82 i współczynniku sprawności cieplnej 0,33 daje energię elektryczną brutto:

$$E_{\text{gross}} = 25,86 \text{ PJ/rok} = 25,86 \text{ PJ/rok} / 3600 \text{ s/h} = 7,183 \cdot \text{TWh/rok},$$

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), SLS przyjęli zasadę, że w razie sumowania mnoży się energię elektryczną przez 3 i sumuje się ją z energią cieplną. Aby zachować porównywalność wyników utrzymamy podobną metodologię i produkcję energii elektrycznej z EJ będziemy 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

$$7,183 \text{ TWh/rok} \times 40 \text{ lat} = 287 \text{ TWh}$$

<sup>98</sup> J.W. Storm van Leeuwen : Nuclear power- the energy balance, Uranium, October 2007

Lub w jednostkach energii  $287 \text{ TWh} \times 3600 \text{ s/h} = 1,034 \cdot 10^6 \text{ TJ} = 1034 \text{ PJ el} = 3103 \text{ PJ(th)}$ ,

Dla reaktorów III generacji, zapewniających sprawność cieplną 0,37 i 60 lat pracy przy współczynniku wykorzystania mocy równym 0,85 otrzymamy

$7,183 \times 0,37/0,33 \times 0,85/0,82 \times 60 = 500,9 \text{ TWh}$  lub w jednostkach energii cieplnej

$500,9 \text{ TWh} \times 3600 \text{ s/h} \times 3 = 5,4 \cdot 10^6 \text{ TJ} = 5400 \text{ PJ(th)}$

Parametry przyjęte powyżej odpowiadają wartościom, które uzyskiwano podczas pracy EJ ponad 20 lat temu, gdy głębokość wypalenia paliwa wynosiła 45 000 MWd/t. 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 i podawać realnie możliwą produkcję energii z elektrowni jądrowych, tak by nie było podstaw do zarzutu o nadmierny optymizm.

### **12B.3) Energia potrzebna na wydobycie i oczyszczenie uranu (z uwzględnieniem rekultywacji kopalni).**

#### **12B.3.1) Energia potrzebna na wydobycie uranu w kopalni Ranger**

SLS twierdzą, że emisje CO<sub>2</sub> powodowane przez energetykę jądrową będą rosły w nadchodzących dekadach w związku z wyczerpywaniem się złóż rudy o wysokiej zawartości uranu i uzależnieniem od rudy coraz uboższej. Uboższa ruda wymaga więcej energii na wydobycie jednostki uranu i powoduje odpowiednio większe emisje CO<sub>2</sub>. Zdaniem SLS, jeśli nie zostaną odkryte nowe duże zasoby rudy o wysokiej jakości, to jeszcze w ciągu okresu pracy obecnych elektrowni jądrowych emisje z cyklu paliwowego przewyższą emisje przy spalaniu paliw organicznych<sup>99</sup>. Dalej Storm van Leeuwen twierdzi, że przy wykorzystaniu ubogiej rudy zawierającej mniej niż 200 gramów uranu na tonę rudy, (czyli 0,2 kg/1000 kg a więc 0,02%) emisje z elektrowni jądrowej będą równie wysokie jak z elektrowni węglowej (ibid, str 24).

W rzeczywistości wkład energetyczny związany z wydobyciem i oczyszczeniem rudy oraz późniejszą rekultywacją kopalni jest mały. Jednakże wobec tego, że w przyszłości będzie wykorzystywana uboga ruda uranowa, sprawdźmy ilość energii potrzebnej do wydobycia i oczyszczenia uranu z kilku kopalni wydobywających rudę o różnych zawartościach U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, od wartości bliskich obecnej średniej światowej (0.3%) do wartości leżących na owym „urwisku energetycznym”, poniżej którego rzekomo nie można uzyskać dodatniego bilansu w cyklu paliwowym.

Zacznijmy od kopalni Ranger, w której w 2004 r. wydobywano rudę o dość wysokiej koncentracji uranu wynoszącej 0.234% U. Według danych WNA<sup>100</sup>, energia zużywana lokalnie (w kopalni i na terenie wokoło kopalni, w tym na produkcję kwasu siarkowego, ale bez uwzględnienia energii w materiałach zakupywanych z zewnątrz<sup>101</sup>) na wydobycie i oczyszczanie uranu wyniosła 165 GJ(t)/t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, to jest 195 GJ(t)/tU (Te same dane są podawane przez prof. Sevióra<sup>102</sup> w jego polemice z SLS). Zgodnie z zasadami analiz w całym cyklu życiowym, do tej energii zużytej lokalnie należy dodać

<sup>99</sup> <http://www.stormsmith.nl/Media/downloads/insights.pdf> str.23

<sup>100</sup> WNA Energy Analysis of Power Systems, March 2006

<sup>101</sup> J.Hore Lacy, personal communication, e-mail of 28 January 2008

<sup>102</sup> Seviոր M, <http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/SSRebuttalResp>

energię zawartą w materiałach wybuchowych i chemikaliach zakupywanych przez kopalnię, których wyprodukowanie wymagało energii wcześniej, zanim dostarczone je do kopalni. Dane odnośnie ilości tych chemikaliów i zawartej w nich energii przytoczono w tablicy [Tabela 12.1] wg SLS.

**Tabela 12.1 Energia zawarta w chemikaliach (dane z SLS)**

Materiał	Energia zawarta w jednostce masy	Ilość	Energia elektr	Energia cieplna
	GJ(t)/t	Tys. ton	TJ <sub>th</sub>	TJ <sub>el</sub>
Materiały wybuchowe	72	2300	2	160
Siarka S	40.26	29.8		1200
Chloran sodu NaClO <sub>3</sub>	87	2.75	58	66
Amoniak NH <sub>3</sub>	158	1.08	39	54
Tlenek wapnia CaO	8.6	26.04	1.8	219
Suma			101	1699

Produkcja roczna U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> w kopalni Ranger wyniosła 5910 ton. Energia materiałów wybuchowych i chemikaliów sprowadzonych do kopalni Ranger w przeliczeniu na tonę U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> wyniosła więc (konsekwentnie przeliczając energię elektryczną na równoważną energię cieplną)

$$(101 \times 3 + 1699) \text{ TJ(t)}/5910 \text{ ton(U}_3\text{O}_8) = 338 \text{ GJ(t)}/\text{t(U}_3\text{O}_8)$$

W sumie zapotrzebowanie energii zużytej lokalnie i zawartej w sprowadzonych materiałach wyniosło 165 + 338 = 503 GJ(T)/t(U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>), a po uwzględnieniu współczynnika przeliczeniowego zawartości uranu w U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> równego 0,848

$$503 \text{ GJ(T)}/\text{t(U}_3\text{O}_8) / 0,848 \text{ t(U)}/\text{t(U}_3\text{O}_8) = 593 \text{ GJ(t)}/\text{t(U)}$$

Stosunek energii uzyskanej do włożonej w fazie wydobycia i oczyszczania uranu wynosi więc 478 TJ(t)/593 GJ(t) = 80. Ale skoro prowadzimy rozważania w pełnym cyklu życiowym, to poza energią potrzebną na eksploatację złóż uranu należy uwzględnić energię potrzebną na rekultywację kopalni po zakończeniu wydobycia rudy.

### **12B.3.2) Energia na rekultywację kopalni Ranger**

Warto zauważyć, że skała płonna i odpady z procesu oczyszczania rudy zawierają te same minerały, które były w nich zawarte, gdy materiały te znajdowały się pierwotnie w ziemi. Różnica polega na tym, że usunęliśmy z nich rudę uranową, a więc zmniejszyliśmy ich radioaktywność. Jeśli skała płonna zostanie umieszczona z powrotem w ziemi i przykryta warstwą ziemi, to nie będzie ona stanowić

większego zagrożenia radiologicznego niż występowało pierwotnie, przed rozpoczęciem wydobycia uranu. Taka właśnie metoda jest zwykle stosowana przy rekultywacji terenów kopalnianych. W kopalni Ranger skała płonna i odpady z procesu oczyszczania uranu zostaną umieszczone w wyrobiskach pozostałych po wydobyciu rudy i przykryte warstwą gleby, na której zostanie posiana trawa i posadzone będą drzewa. Zabezpieczy to przed procesami erozji na powierzchni rekultywowanego terenu.

Ile potrzeba do tego celu energii? Wiemy, ile energii było trzeba by wywieźć ten materiał w górę, z kopalni na hałdę. Można z zapasem przyjąć, że tyle samo energii będzie trzeba, by zawieźć go z powrotem w dół do wyrobiska, chociaż oczywiście zużycie paliwa w silnikach ciężarówek jadących w dół będzie mniejsze, niż gdy jechały z obciążeniem w górę. Nie będą potrzebne środki wybuchowe, bo na hałdach leżą skały już poprzednio pokruszone. Nie potrzeba też środków chemicznych – uran jest już usunięty. Potrzeby energii elektrycznej na jednostkę masy będą mniejsze niż były przy wydobywaniu tej skały, ale możemy przyjąć pesymistycznie, że będą one równie duże jak przy wydobyciu. W ten sposób otrzymamy nakład energii na jednostkę masy skały płonnej równy zużyciu energii elektrycznej na tonę uranu i paliwa na przewóz w wysokości takiej jak w czasie wydobywania uranu, chociaż na przewóz skały płonnej z powrotem potrzeba mniej energii niż na jej wydobycie. Będzie to wartość mniejsza niż przy normalnej pracy kopalni, ale przyjmijmy z zapasem wartość 195 GJ/t(U) charakteryzującą koszty energetyczne w samej kopalni Ranger podczas wydobywania uranu.

Jest to wartość większa, niż wynika z danych Storm van Leeuwena (SL) o energii potrzebnej na transport, opublikowanych na jego stronie internetowej<sup>103</sup>. W rozdziale D7 pisze on, że przyjmując minimalny dystans transportu skały i rudy równy  $s = 10$  km, minimalny wkład energii na wydobycie 1 tony skały (rudy lub nadkładu) wynosi  $E(\text{transport}) = 66.0$  MJ(t)/t. Przy stosunku masy nadkładu do masy rudy  $S = 3$  i koncentracji uranu 0.234 %U otrzymujemy wg Storm van Leeuwena nakład energii na tonę uranu równy  $66$  MJ(t)/t(skały)  $\times (3+1) / 0.00234$  t(U)/t(skały) = 112.8 GJ(t)/t(U), a więc wartość znacznie mniejszą od podanej powyżej. Ale przyjmijmy z zapasem wartość większą, na niekorzyść energetyki jądrowej, jak zwykle postępujemy we wszystkich analizach.

Ostatecznie, łączne nakłady energetyczne na wydobycie i oczyszczanie uranu wraz z uwzględnieniem rekultywacji terenu kopalni z dużym marginesem zapasu wyniosą

$$593 \text{ GJ(t)/t(U)} + 195 \text{ GJ(t)/t(U)} = 788 \text{ GJ(t)/t(U)}$$

Jest to zaledwie 0,0016, tzn. 0,16% energii uzyskiwanej z 1 tony uranu naturalnego, równej 478 TJ(t)/t(U).

### **12B.3.3) Porównania energii potrzebnej na wydobycie uranu w kopalni Ranger**

Natomiast według oceny Storm van Leeuwena, energia potrzebna na wydobycie i oczyszczenie uranu w kopalni Ranger wynosi 1280 GJ(t)/t(U). Ponadto, energia „potrzebna na rekultywację oceniana jest na czterokrotnie większą od energii potrzebnej na wydobycie jednostki masy z pokładów w kopalni”, równej (wg Storm Van Leeuwena)  $E(\text{wydobycie}) = 1.06$  GJ(t)/t rudy. Masę odpadów, włączając w to wapień i bentonit, które zdaniem SL winny być dodane dla ustabilizowania odpadów, ocenia Storm van Leeuwen na „dwukrotnie większą od masy wydobytej rudy.” (str. 32 w rozdz. D6). Takie założenie

<sup>103</sup> <sup>103</sup> J.W. Storm van Leeuwen: Nuclear power - the energy balance, Uranium, October 2007

proceeds to the assessment, that the energy required for reclamation is 8 times greater than the energy required for the extraction of the ore, that is 8.4 GJ(t)/t(ore).

For the Ranger mine, where the mass of the ore extracted amounts to 2293 000 t/a, the energy required according to SLS for reclamation would be equal

$$2293\ 000\ \text{t/a} \times 2 \times 4.2\ \text{GJ(t)/t} = 19.26\ 10^6\ \text{GJ(t)/a}$$

In terms of uranium mass the energy required for reclamation according to SLS would be

$$E(\text{reclt}) = 19.26\ 10^6\ \text{GJ(t)/a} / 5910\ \text{t(U}_3\text{O}_8) = 3260\ \text{GJ(t)/t(U}_3\text{O}_8) = 3840\ \text{GJ/t(U)}$$

Together with the energy required according to SLS for the extraction and purification of uranium it would amount to 4920 GJ(t)/t(U).

This is a value significantly greater than the amount of 788 GJ(t)/t(U), which we determined above. As can be seen, even for the ore with a uranium content of 0.234% the SLS assessment is more than 6 times greater than the actual data. The reduction of uranium content leads to a significant increase in SLS assessment.

#### **12B .3.4) Kopalnia Rossing – zawartość uranu poniżej 0,03%**

In order to approach the postulated by SLS „*urwiska energetycznego*”, let us consider the actual data for the Rossing mine in Namibia, where the ore with a uranium content of 0.0276%<sup>104</sup> was extracted. The annual report of the mine for the year 2006 states<sup>105</sup>, that in 2006 the Rossing mine produced 3 617 tons of U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, and the energy consumption on the mine site amounted to 1366 TJ(t) (excluding chemicals). The unit energy consumption per ton of ore amounted to 113.7 MJ/t. This corresponds to the energy consumption of heat per ton of uranium

$$113.6\ \text{MJ(t)/t(ore)} / 0.000276\ \text{t(U)/t(ore)} = 411\ \text{GJ/t(U)}\ (\text{excluding chemicals}).$$

This is twice as much as in the Ranger mine, where the energy consumption of heat per ton of uranium on the mine site (excluding chemicals) amounted to 195 GJ(t)/t(U). Why not 10 times more, despite the 10-fold reduction of uranium content in the ore?

As can be seen, the amount of energy required depends strongly on local conditions, and one of the important parameters is the ratio of the mass of the overburden to the mass of the ore. In the Ranger mine it was  $S=3$ . In the Rossing mine this ratio varied from 0.7 to 1.43. With a 10-fold reduction of uranium content in the ore the energy requirements increased only about twice. When we talk about the extraction of uranium from the low-grade ore, it is logical that the ratio of the mass of the overburden to the ore is smaller than for the high-grade uranium ore.

Assuming in the approximation, that the total energy consumption will increase proportionally to the consumption at the extraction, we will get the result, that for the Rossing mine the energy consumption will be  $411/195 \times 0.79\ \text{TJ/tU} = 1.66\ \text{TJ/tU}$ . In terms of SLS the energy required is 17 TJ/tU, which is 10 times more.

If it were in reality, that for the production of 3 617 tons of U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> the Rossing mine would consume energy  $3617 \times 0.848 \times 17\ \text{TJ/t(U)} = 52142\ \text{TJ/a}$ , that is 52.1 PJ per year. Would the mine be profitable then? If we consider the cheapest energy source in the form of diesel engines, to

<sup>104</sup> Rossing: Rossing working for Namibia, Report to Stakeholders, 2004

<sup>105</sup> Rossing: Report to Stakeholders, 2006

przy cenie \$1 za litr paliwa, przy wartości energetycznej 43 MJ/kg i gęstości ropy 0,848 kg/litr, cena energii wyniosłaby 1 USD za  $43 \times 0.848 = 36$  MJ.

Energia potrzebna dla Rossing równa według wzoru SLS 17 TJ/t(U) kosztowałaby więc 472 000 USD/T(U). Gdyby SLS mieli rację, to przy cenie uranu wynoszącej przez szereg lat około 40 000 USD/t(U) wydobycie każdej tony uranu przynosiłoby kopalni Rossing straty w wysokości 430 000 USD!

Nie tylko ocena finansowa, ale i porównanie z bilansem energetycznym rejonów< gdzie wydobywany jest uran, wskazuje na oczywiste błędy w ocenach SLS. Ich teoria prowadzi do rażącego zawyżenia kosztu energetycznego wydobycia uranu z rudy ubogiej, a także do zaniżenia efektywności wydobycia uranu z rudy o zawartości uranu poniżej 0.05%. Stosowanie wzorów SLS prowadzi do wniosku, że uzyskanie rocznej produkcji 4600 ton uranu z kopalni Olympic Dam wymagałoby równowartości energii dostarczanej przez 2 elektrownie o mocy 1000 MWe każda, pracujące przez pełny rok. Jest to więcej, niż cała energia elektryczna, jaką zużywa Południowa Australia, gdzie znajduje się Olympic Dam. Jest to też o rząd wielkości więcej, niż rzeczywiście zużywana energia.

Kopalnia Rossing wydobywa uran z rudy o zawartości uranu niższej niż Olympic Dam, bo o koncentracji 0.03% a nie jak w Olympic Dam 0.05% wagowych. Rozbieżność ocen SLS z rzeczywistością jest też jeszcze większa.

W przypadku Rossing, SLS przewidują, że rocznie potrzeba energii 2.6 GW-lat na wydobycie i zmielenie uranu. Tymczasem całkowite zużycie energii pod wszystkimi postaciami w całej Namibii wynosi 1,5 GW-rok, a więc mniej niż wg ocen SLS potrzeba dla jednej kopalni.

### **12B.3.5) Kopalnia Valencia, zawartość uranu w rudzie około 0,015% U3O8**

Sprawdźmy jeszcze dane dla kopalni, w której zawartość uranu jest bardzo bliska 0.013%. Kopalnia uranu Valencia, która została otwarta w 2008 roku, wykorzystuje bardzo ubogą rudę uranową, zawierającą 0.13 – 0,15 kg U3O8 na tonę<sup>106</sup> 107. Zasoby uranu w tej kopalni ocenia się na 33 mln kg U3O8 o koncentracji 156 ppm, z progiem odcięcia 67 ppm, co wystarczy na 17 lat eksploatacji kopalni. Wartość ta odpowiada wartości podawanej przez SSL jako „urwisko” (0.013%), przy której ilość energii zużywanej na uzyskanie uranu równa ma być ilości energii produkowanej z tego uranu w reaktorze. Oczywiście przy bilansie zerowym całe wydobycie miałoby wg postulatów SLS być tylko marnowaniem pieniędzy. Czemu więc kopalnia Valencia została otworzona? I to nie na koszt rządu, ale z pieniędzy akcjonariuszy?

Okazuje się, że wbrew twierdzeniu SLS nakład energii na wydobycie nawet tak ubogiej rudy nie jest wcale duży. Moc potrzebna dla kopalni wynosi 20 MW,<sup>108</sup> co oznacza energię  $20 \times 360 \times 24 \times 3600$  MWs =  $20 \times 31.1 \times 10^6$  MJ = 622 106 MJ. Przy produkcji 18 mln ton rudy o zawartości uranu 0.13 kg/t to jest 2.34 mln kg U3O8 oznacza to zużycie energii elektrycznej  $622 / 2.34 = 265.8$  MJ/kg U3O8 = 313,4 MJ/ kgU= 313.4 GJ/tU.

<sup>106</sup> Valencia Uranium project, ENVIRONMENTAL ASSESSMENT AND ENVIRONMENTAL MANAGEMENT PLAN, SCOPING REPORT July 2007

<sup>107</sup> [http://forsysmetals.com/?page\\_id=420](http://forsysmetals.com/?page_id=420)

<sup>108</sup> Ibid



Przypomnijmy, że wg. twierdzenia SSL dla rudy ubogiej o zawartości 0.013% U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> energia potrzebna na jej wydobycie i oczyszczenie miała wynosić około 92 000 GJ/tU.

Wielkość podana przez SSL jest 293 razy wyższa od rzeczywistej.

### **12B.3.6) Podsumowanie ocen i faktów odnośnie zapotrzebowania energii na wydobycie uranu.**

To porównanie pesymistycznych, wielokrotnie przesadzonych ocen z rzeczywistością wskazuje, że prognozowany gwałtowny wzrost zużycia energii na wydobyci uranu z rudy ubogiej jest sprzeczny z faktami.

### **12B.4) Konwersja U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> na UF<sub>6</sub>**

Po uzyskaniu tlenku uranu U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> jest on przekształcany w gazowy UF<sub>6</sub>, aby umożliwić jego wzbogacanie, to jest zwiększenie frakcji rozszczepialnego izotopu U-235 w uranie. Według pesymistycznych ocen SLS, energia potrzebna na konwersję E(konw) wynosi:

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

W pracy Dones<sup>109</sup> podano na podstawie danych technicznych wartość energii potrzebnej na konwersję jako równą 1 TJ/tU, co zapewnia duży zapas bezpieczeństwa. W pracy specjalistów od energii odnawialnych Fthenakis<sup>110</sup> i Kima<sup>111</sup> nakłady energetyczne na konwersję i produkcję paliwa są pominięte jako małe w stosunku do innych wydatków energii w całym cyklu.

### **12B.5) Wzbogacanie**

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 rozdzielczej (*separation work units-SWU*), jeżeli stosuje się próg odcięcia (*tails assay*) równy 0,25%, lub 5,0 SWU, jeśli wybierze się próg odcięcia równy 0,15%. Przy niższym progu zaoszczędzamy uranu, bo na wsad potrzeba tylko 5,1 kg zamiast 6,0 kg U naturalnego, ale zwiększamy energię potrzebną na pracę rozdzielczą.

Dla wzbogacenia paliwa ładowanego corocznie do reaktora wodnego LWR (*light water reactor*) o mocy 1000 MWe potrzeba około 100-120 tys. SWU. Proces dyfuzji gazowej zużywa około 2500 kWh (9 GJ) na SWU, natomiast nowoczesne zakłady wzbogacania wirówkowego potrzebują wg Dones<sup>111</sup> tylko 40 kWh<sup>111</sup> czyli 0,144 GJ/SWU.

---

<sup>109</sup> Dones R. Critical note on the estimation by Storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO<sub>2</sub> emissions from the complete nuclear energy chain, PSI. 00.04.2006

<sup>110</sup> Fthenakis V. M. and Kim H. C. (2007) Greenhouse-gas Emissions from Solar Electric- and Nuclear Power: A Life-cycle Study. Energy Policy, Vol. 35, pp. 2549-2557

<sup>111</sup> Dones R. Critical note on the estimation by Storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO<sub>2</sub> emissions from the complete nuclear energy chain, PSI, 10.04.2006

SLS przyjęli dane sprzed 30 lat (ERDA-76-1)<sup>112</sup>, według których dla dyfuzji gazowej nakład energetyczny na wzbogacanie wynosi  $E(\text{dyf}) = 11 \text{ GJ/SWU}$ .

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  $E(\text{wir}) = 1,76 \text{ GJ/SWU}$ . a więc ponad 10-krotnie więcej niż wg danych technicznych.

Dodając postulowaną energię potrzebną na eksploatację do postulowanej energii potrzebnej na budowę, SLS uzyskali postulowaną jednostkową wielkość nakładów energetycznych przy wzbogacaniu wirówkowym  $E(\text{wir}) = 3.1 \text{ GJ/SWU}$ .

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 otrzymali średni wydatek energii na wzbogacanie równy  $5,47 \text{ GJ/SWU}$ .

Obecnie Dones podaje dla metody wirówkowej nakład energii wynoszący  $40 \text{ kWh/(SWU)}$ . Zapotrzebowanie uranu naturalnego wynosiło przy tym progu odcięcia  $7,49 \text{ kg Unat / kgU wzbog.}$ , co oznacza masę uranu wzbogaconego w paliwie równą  $21,7$  ton rocznie.

Praca przy wzbogacaniu w ciągu 40 lat wynosi więc wg Dones'a:

$162 \text{ 500 kg Unat/a} / (7,49 \text{ kg Unat / kgU wzbog.}) \times 4,52 \text{ SWU/kg U wzbog.} \times 40 \text{ kWh/(SWU} \times 40 \text{ lat} = 157 \text{ GWh}$  lub w jednostkach cieplnych  $1,7 \text{ PJ(t)}$ .

World Nuclear Association (WNA) podaje zużycie energii elektrycznej w zakładach wirówkowych równe  $63 \text{ kWh/SWU}$ , 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.

Przy rozpatrywaniu 40-letniego okresu pracy EJ, WNA otrzymało ilość energii potrzebnej na wzbogacanie równą  $3,26 \text{ PJ(t)} = 1,08 \text{ PJ(el)}$ . Wielkość tę, jako wyższą od ocen Donesa i uwzględniającą cały cykl życia zakładów wzbogacania łącznie z ich budową, będziemy przyjmować w dalszych rozważaniach.

Dla 60-letniego okresu życia EJ otrzymujemy wg. założeń WNA nakład pracy na wzbogacanie równy  $1,62 \text{ PJ(el)} = 4,89 \text{ PJ(t)}$ .

Ucieczki gazów cieplarnianych podczas wzbogacania.

W toku wzbogacania wirówkowego występują straty chloro- i fluoropochodnych węglowodorów alifatycznych CFC (*chlorofluorocarbon*)<sup>113</sup> i HFC (*hydrofluorocarbons*)<sup>114</sup>. Gazy CFC mają podwójnie

<sup>112</sup> ERDA 1976, A national plan for energy research, development and demonstration: creating energy choices for the future, Appendix B: Net energy analysis of nuclear power production, ERDA 76/1

<sup>113</sup> CFC to gazy cieplarniane o bardzo silnym potencjale powodowania efektu cieplarnianego, o bardzo długim czasie istnienia w atmosferze. Wskutek tego długiego czasu życia mogą one powoli przenikać do stratosfery.

<http://www.atmosphere.mpg.de/enid/20a.html>

negatywny wpływ na środowisko – niszczą ozon w stratosferze i działają jako gazy cieplarniane w troposferze. Przeciwnicy energetyki jądrowej twierdzą, że ucieczka tych gazów jest „ukrywana” przez energetykę jądrową. Jest to nieprawda, ucieczka ta jest znana i uwzględniana, i pokazywana w zestawieniach szczegółowych. W zakładach w Capenhurst straty CFC i HFC wynosiły rocznie odpowiednio 630 i 710 kg, co przy produkcji rocznej 850 t SWU daje  $7.4 \cdot 10^{-4}$  kg/SWU i  $8.4 \cdot 10^{-4}$  kg/SWU.

Dones założył pesymistycznie, że emisje CFC uwalniane są jako najbardziej szkodliwe CFC-114 lub 115, a HFC jako HFC-134a, co daje w wyniku emisje gazów cieplarnianych równoważne emisji 118 kg (CO<sub>2</sub> ekw)/GWh. Wartość ta odpowiada około 2% emisji CO<sub>2</sub> obliczanych dla cyklu jądrowego bez uwzględnienia tych gazów (Dones, GABE)<sup>115</sup>.

SLS natomiast twierdzą, że zakłady wzbogacania uranu w USA emitują blisko 5 gramów CO<sub>2</sub>/ kWh w postaci CFC-114. Jest to wartość około 25 razy większa niż podana przez Dones. Różnica między tymi wartościami może wynikać z różnych procesów wzbogacania - w Capenhurst metoda wirówkowa, w USA dyfuzyjna. Wobec tego, że metoda wirówkowa już dominuje na rynku i za kilka lat wzbogacanie dyfuzyjne zniknie całkowicie, do analiz obrazujących stan w połowie XXI wieku można przyjmować dane Dones dla Capenhurst.

## 12B. 6) Produkcja paliwa

Nakład pracy postulowany przez SLS w oparciu o ERDA 76-1<sup>116</sup> wynosi:

E (prod. paliwa) = 3,79 TJ/tU wzbogaconego w paliwie.

Dones podaje, że potrzebny nakład energii na tonę paliwa wzbogaconego wynosi 700 GJ/tU wzbogaconego w paliwie<sup>117</sup>. Przyjmując, że paliwo jest wzbogacone do 3,5% a więc na 1 kg uranu wzbogaconego przypada 7,49 kg U naturalnego, otrzymujemy wg SLS i Dones’a energię równą odpowiednio 506 lub 93,45 GJ/t U naturalnego.

Różnica między pesymistycznymi ocenami SLS a danymi technicznymi jest więc ponad 5-krotna.

## 12B.7) Budowa elektrowni jądrowej

Ocenę energii potrzebnej na zbudowanie i likwidację EJ przedstawiła firma Vattenfall dla EJ Forsmark<sup>118</sup>, firma British Energy dla EJ Torness<sup>119</sup> i zespół szwajcarski w Instytucie Paula Scherrera<sup>120</sup>

---

<sup>114</sup> Gazy HFC mają znacznie krótszy czas życia w atmosferze niż gazy CFC. Rozpadają się one w troposferze i prawdopodobieństwo ich przejścia do stratosfery i niszczenia ozonu jest dużo mniejsze. Jednakże są one także silnymi gazami cieplarnianymi. <http://www.atmosphere.mpg.de/enid/20a.html>

<sup>115</sup> Dones R et al GABE: Environmental Inventories for future electricity supply systems for Switzerland, PSI report 96-07, February 1996

<sup>116</sup> ERDA 1976, A national plan for energy research, development and demonstration: creating energy choices for the future, Appendix B: Net energy analysis of nuclear power production, ERDA 76/1

<sup>117</sup> Dones R et al GABE: Environmental Inventories for future electricity supply systems for Switzerland, PSI report 96-07, February 1996

<sup>118</sup> Vattenfall (2005) 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](http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf)

<sup>119</sup> BE (2005) 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>

pracującym na zlecenie rządu szwajcarskiego. Wyniki te wskazują, że energia na budowę EJ wynosi od 4 do 6 PJ(t), a na likwidację nieco mniej, od 3,5 do 4 PJ(t).

Należy zauważyć, że szeroko cytowane przez przeciwników energetyki jądrowej opracowanie Jan Willem Storm van Leeuwen and Philip Smith (SLS), które przedstawia zdecydowanie negatywny obraz energetyczny cyklu nuklearnego zakłada, że energia potrzebna na zbudowanie i likwidację 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 poprzez wprowadzenie współczynnika energochłonności gospodarki danego kraju.

Takie podejście jest proste, ale mało dokładne. Daje ono wyniki silnie zawyżone, szczególnie w przypadku budowy elektrowni jądrowej, dla której 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. Nawet w studium ISA<sup>121</sup> uniwersytetu w Sydney opracowanym przez specjalistów od energii odnawialnej, a więc z natury sprzyjających wysiłkom SLS, skrytykowano taki sposób obliczania nakładów energetycznych na budowę EJ.

Wg studium ISA Uniwersytetu w Sydney analizy oparte na przeliczaniu całkowitych kosztów finansowych na energię należy odrzucić. ISA 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. W przypadku elektrowni oddawanych do eksploatacji w USA w latach 90-tych wyniki są dodatkowo zniekształcone ze względu na długie okresy wstrzymywania budowy, gdy trwały procesy sądowe lub procedury administracyjne wstrzymujące rozruch, a oprocentowanie kapitału włożonego w budowę trzeba było opłacać miesiąc po miesiącu. Gdy SLS przeliczają koszty EJ nie uwzględniając takich elementów, dostają oni oczywiście zupełnie nieprawdopodobne wielkości nakładów energetycznych.

Wyniki uzyskane przez SLS wskazują na koszty energetyczne budowy rzędu 25 000 GWh/GWe, co oznaczałoby okres zwrotu długu energetycznego zaciągniętego przy budowie równy  $25000/7200 = 3,5$  roku. Natomiast firma Vattenfall w deklaracji o wpływie EJ Forsmark na środowisko podała, że energia potrzebna na budowę bloku o mocy 1000 MWe wyniosła 4 PJ(t), co odpowiada zwrotowi długu energetycznego w ciągu około 1,5 miesiąca.

Dones podaje zakres emisji CO<sub>2</sub> dla EJ jako 5-12 g(CO<sub>2</sub>-eq)/kWh<sup>122</sup>, przy czym dolna granica odpowiada wzbogacaniu wirówkowemu, a górna wzbogacaniu z wykorzystaniem układów dyfuzji gazowej. Energia potrzebna na budowę i likwidację EJ wg. Dones'a wynosi 7,6 PJ(t) /GWe. Jest to wielkość bardzo bliska wielkości podawanej przez Vattenfall dla EJ Forsmark 3. Rząd brytyjski w

<sup>120</sup> Dones R et al GABE: Environmental Inventories for future electricity supply systems for Switzerland, PSI report 96-07, February 1996

<sup>121</sup> University of Sydney, Australia Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis 3 November 2006

<sup>122</sup> Dones R. Critical note on the estimation by Storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO<sub>2</sub> emissions from the complete nuclear energy chain, PSI, 10.04.2006

swojej Białej Księdze ze stycznia 2008r. – a więc w dokumencie najbardziej aktualnym i niewątpliwie najbardziej autorytatywnym - pisze na ten temat „*Nasze oceny emisji CO<sub>2</sub> 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*”<sup>123</sup>.

SLS próbowali podważyć<sup>124</sup> dane przytaczane przez WNA i przez prof. Seviora, twierdząc, że raport Vattenfall obejmuje tylko bezpośrednie zużycie energii elektrycznej, a nie pełny zestaw wkładów energetycznych. Jednakże zapoznanie się z arkuszem kalkulacyjnym firmy Vattenfall a także z wymaganiami ustalonymi w prawie szwedzkim 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 pod adresem <http://www.environdec.com/reg/026/> 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 kontrolującą deklaracje za pomijalnie mały (poniżej 10%).

SLS twierdzą, że deklaracja dla Forsmark -3 obejmuje tylko paliwo i energię elektryczną bezpośrednio użytą 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<sup>125</sup> 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<sub>2</sub> 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 pod adresem [http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear Power/Energy\\_per lifecycle phase lan Martin 051124-1.xls](http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclearPower/Energy_per_lifecycle_phase_lan_Martin_051124-1.xls). Prof. Seviar 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<sup>126</sup>.

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.

## **B8) Likwidacja elektrowni jądrowej**

<sup>123</sup> UK Government BERR: A White Paper on Nuclear Power: Meeting the Challenge, January 2008

<sup>124</sup> [www.stormsmith.nl](http://www.stormsmith.nl)

<sup>125</sup> 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

<sup>126</sup> <http://nuclearinfo.net>

Jak podaje ISA, przy końcu swego życia typowy reaktor energetyczny zawiera 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<sup>127</sup>. 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<sup>128</sup>. Wg stadium ISA nakład energii na likwidację elektrowni jądrowej można przyjąć zgodnie z pesymistycznym założeniem WNA<sup>129</sup> 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<sup>130</sup><sup>131</sup><sup>132</sup>. 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. 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 około 10% kosztów budowy. 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 ramach od 4.3 PJ do 6.2 PJ<sup>133</sup>. Przyjmując nakłady energii na budowę rzędu 4,100 GWhth  $\approx$  15 PJ, otrzymujemy wynik, że likwidacja stanowi około 35% budowy.

Natomiast SLS proponują wskaźnik 200% kosztów budowy, który dla określenia nakładu energii należałoby mnożyć przez średnią krajową intensywność energetyczną. Autorzy ISA odrzucają tę propozycję.

### **12B.9) Unieszkodliwianie odpadów radioaktywnych**

Odnosnie 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

<sup>127</sup> Thierfeldt S. Freigabegrenzwerte für Reststoffe. *atw* 1995; 40(4) 257-261

<sup>128</sup> 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.

<sup>129</sup> World Nuclear Association: Energy analysis of power systems. Information Paper 11, London, UK, 2006, <http://www.world-nuclear.org/info/inf11.htm>.

<sup>130</sup> Rüdinger V. Beseitigung des Kernkraftwerks Niederaichbach. *atw* 1991; 36(12) 561-564.

<sup>131</sup> Liebholz W-M. Grüne Wiese. *atw* 1995; 40(8/9) 517.

<sup>132</sup> Schwald P, Obst J, Orwantschke D, Valencia L. Demontage und Beseitigung von Niederaichbach. *atw* 1995; 40(4) 242-246

<sup>133</sup> World Nuclear Association. Supply of Uranium. Information Paper 75, <http://www.world-nuclear.org/info/inf75.htm>. London, UK: World Nuclear Association, 2006.

internetowej <http://nuclearinfo.net> 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.

Wielkość 92 GJ/t odpadów wysokoaktywnych na przechowywanie paliwa, przechowywanie i transport odpadów promieniotwórczych otrzymano przy użyciu skumulowanego zapotrzebowania energetycznego dla przechowywania tymczasowego (*Interim storage*) przy ilości odpadów wynoszącej 5700 m<sup>3</sup> odpadów wysokoaktywnych i 28300 m<sup>3</sup> odpadów o średniej i niskiej aktywności, przy czym objętości te zawierają już pojemniki do przechowywania odpadów. Dane Donesa<sup>134</sup> 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<sup>3</sup>, podczas gdy Dones podaje 22 GJ(t)/m<sup>3</sup>. przyjmując dla odpadów ciężar właściwy jak dla betonu, 2,3 t/m<sup>3</sup>. 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).

Energią na unieszkodliwianie odpadów wysokoaktywnych podają SLS jako równą 5000 GJ(t)/m<sup>3</sup> odpadów wysokoaktywnych, podczas gdy Dones podaje tylko 260 GJ(t)/m<sup>3</sup>.

Ilość odpadów z wzbogacania wirówkowego została przez SLS przyjęta jako znacznie wyższa niż ze wzbogacania dyfuzyjnego (4 razy) bez żadnego uzasadnienia technicznego lub fizycznego. Stąd wynika wartość czterokrotnie wyższa niż podawana przez Urenco w deklaracji o wpływie na środowisko<sup>135</sup>. W pracy SLS<sup>136</sup> (2005, rozdz. 4, #8) objętość odpadów radioaktywnych z likwidacji EJ oceniono na 93900 m<sup>3</sup>. 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<sup>3</sup> dla reaktora PWR i 14000 m<sup>3</sup> dla BWR (włącznie z pojemnikami). Najnowsze oceny dały objętości poniżej 5000 m<sup>3</sup> dla PWR i poniżej 10000 m<sup>3</sup> dla BWR. (informacje bezpośrednio od projektantów, niepublikowane, zamieszczone w pracy Dones a 2007. 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

---

<sup>134</sup> 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

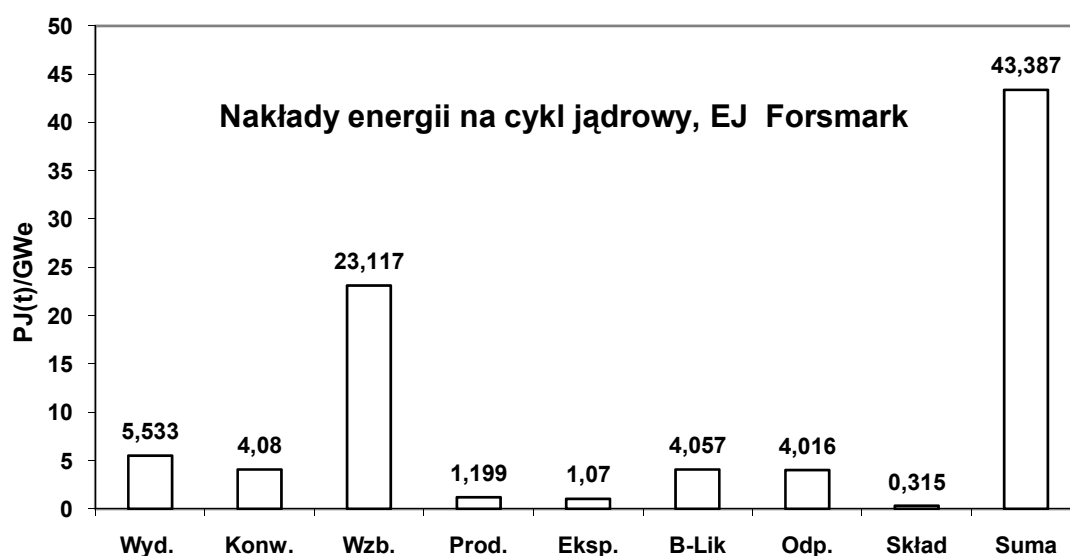
<sup>135</sup> Dones R. (2003) Kernenergie. In Dones R. (Ed.) Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-VII. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH (2004). Retrieved from: [www.ecoinvent.ch](http://www.ecoinvent.ch)

<sup>136</sup> Storm van Leeuwen J.W. and Smith P., "Nuclear Power: the Energy Balance". Updates 2005. Retrieved from <http://www.stormsmith.nl/>

potrzebnej na budowę elektrowni jądowej<sup>137</sup>. (2005, rozdz. 4, #7). Metoda ta jest skrytykowana i odrzucona nawet przez przyjazne dla SLS opracowanie ISA<sup>138</sup> (2005, #53).

## 12B.10) Podsumowanie

Na zakończenie tego przeglądu, wykazującego, że sądy przeciwników energetyki jądowej są zdecydowanie zawyżone dla wszystkich etapów cyklu paliwowego, podamy dwa wykresy opracowane dla szwedzkiej elektrowni jądowej Forsmark i sprawdzone przez odpowiednie organa państwowe rządu szwedzkiego [Ryc. 12.5; Ryc. 12.6]

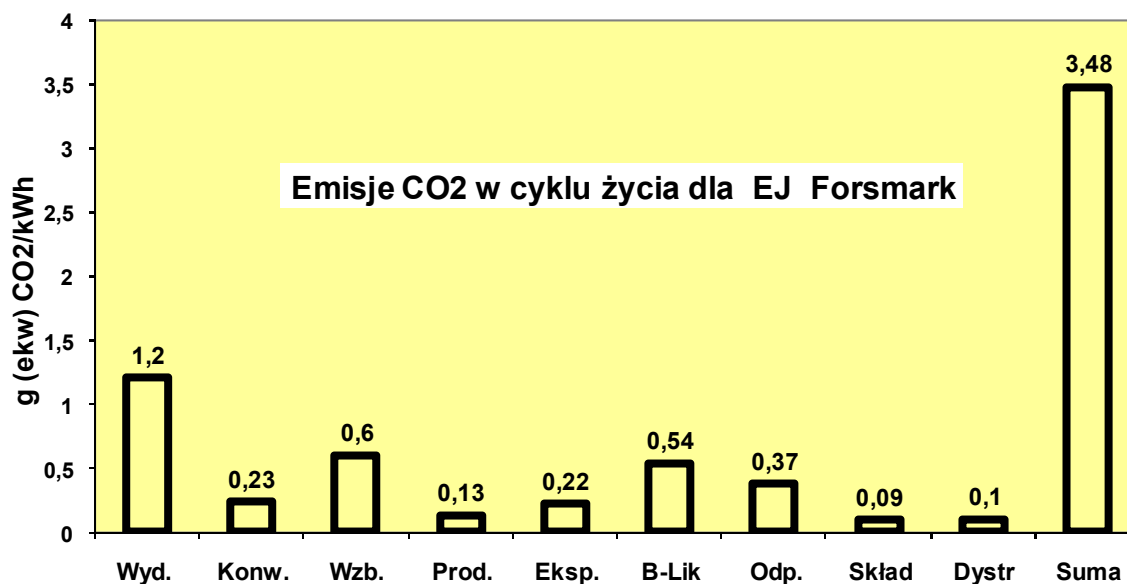


Ryc. 12.5 Nakłady energetyczne na cykl jądowy, dane wg. deklaracji wpływu na środowisko dla EJ Forsmark<sup>139</sup>. Skróty na rysunku: Wyd- wydobywanie i oczyszczanie uranu, Konw - konwersja w UF<sub>6</sub>, Wzb-wzbogacanie, Prod- produkcja paliwa, Eksp -eksploatacja EJ, B-Lik - budowa i likwidacja EJ, Odp – gospodarka odpadami radioaktywnymi, Skład- budowa składowiska odpadów.

<sup>137</sup> Storm van Leeuwen J.W. and Smith P., "Nuclear Power: the Energy Balance". Updates 2005. Retrieved from <http://www.stormsmith.nl/>

<sup>138</sup> University of Sydney, Australia Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis 3 November 2006





Ryc. 12.6 Emisje CO<sub>2</sub> w cyklu życia dla EJ Forsmark

Wykres przedstawiający emisje CO<sub>2</sub> w cyklu życia dla EJ Forsmark pokazuje, że największe emisje CO<sub>2</sub> występują przy wydobywaniu uranu, jego wzbogacaniu i przy budowie i likwidacji elektrowni jądrowej. W obecnych warunkach eksploatacji suma tych emisji wynosi zaledwie 3,5 grama CO<sub>2</sub> na kWh. Jest to stukrotnie mniej niż dla elektrowni gazowych. Po wyczerpaniu obecnie eksploatowanych złóż rudy uranowej składowa związana z wydobywaniem uranu wzrośnie, ale znacznie mniej niż sugerują prace Storm van Leeuvena, a składowa związana ze wzbogacaniem uranu zmaleje już w bliskiej przyszłości w związku z przejściem na wzbogacanie wirówkowe. W sumie można oczekiwać niewielkiego wzrostu emisji CO<sub>2</sub>, ale jasne jest, że energia jądrowa pozostanie jednym ze źródeł energii o najniższej emisji.

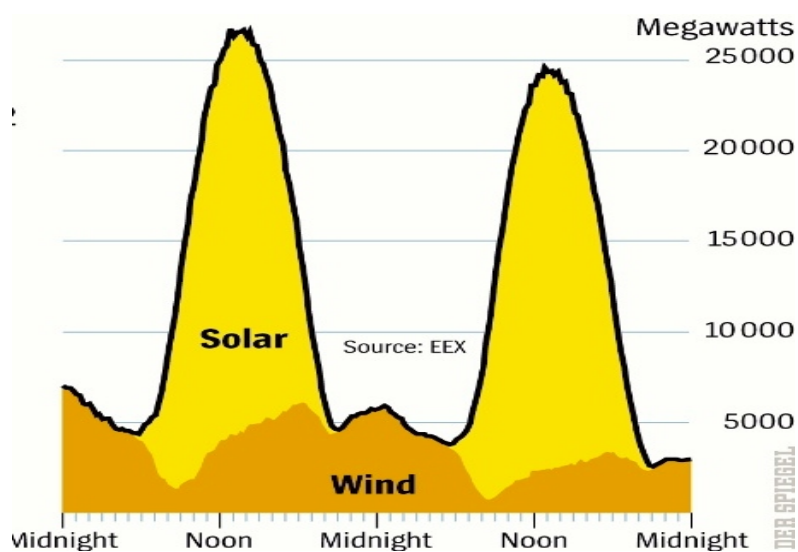
## 12C) POWOŁANIE SIĘ WYNIKI BADAŃ PROWADZONE W NIEMCZACH

Właśnie wyniki niemieckie potwierdzają, że energia z OZE jest kosztowna i nieprzewidywalna. Wg raportu DENA<sup>140</sup>, str. 40, w 2009 roku elektrownie spalające biomasę pracowały przez 5800 godzin w roku na pełnej mocy, hydroelektrownie przez 4000 h i elektrownie geotermiczne przez 3000 h. W przypadku energii słonecznej i wiatru produkcja energii elektrycznej zależy szczególnie silnie od pogody i miejsca. Wiatraki na lądzie osiągnęły w 2009 roku w Niemczech tylko 1500 godzin pracy na pełnej mocy, a panele fotowoltaiczne 700 godzin. Te zależne od pogody źródła odnawialne charakteryzują się wysoką zmiennością [Ryc. 12.7]. Odnawialne źródła energii w Niemczech w 2010 roku wytworzyły łącznie 101,7 TWh, co stanowi 16,7% zużycia energii elektrycznej brutto. Największy wkład dały wiatraki 36,5 TWh czyli 35,8% i biomasa 28,7 TWh czyli 28,2%. Panele fotowoltaiczne

<sup>139</sup> [http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear Power/Energy\\_per\\_lifecycle\\_phase\\_lan\\_Martin\\_051124-1.xls](http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclearPower/Energy_per_lifecycle_phase_lan_Martin_051124-1.xls)

<sup>140</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht\\_Integration\\_EE.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf)

dały 12 TWh, co stanowiło tylko 11, 8% prądu z OZE, a około 2% łącznego zapotrzebowania na prąd w Niemczech. Dla porównania - elektrownia jądrowa Brokdorf dostarcza stale w dzień i w noc 1410 MWe.



Ryc. 12.7 Typowe zmiany generacji energii elektrycznej w okresie optymalnej pogody- 23-24 maja 2012 r. <sup>141</sup>

Raport DENA<sup>142</sup> pokazuje, że koszty jednostkowe energii elektrycznej bez udziału elektrowni jądrowych w Niemczech będą rosły i od 50 euro/MWh w 2011 roku dojdą do 170 euro/MWh w 2050 roku (str. 129). W założonym przez BMU scenariuszu 2009 wielkość absolutna kosztów wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych miała wzrosnąć z obecnej wielkości 12,5 mld euro rocznie do 36,5 mld euro rocznie w 2050 roku.

Raport DENA wskazuje na konieczność zdecydowanej przebudowy rynku energii, stwierdzając, że przy obecnym kształcie tego rynku OZE nie będą opłacalną alternatywą energetyczną nawet w 2050 roku. Niemcy z eksportera energii zmienią się w importera, i będą uzyskiwały około 20% swej energii elektrycznej w drodze importu. Ze względu na niestabilność dostaw energii z OZE, Niemcy będą musiały stworzyć niezawodną rezerwę źródeł energii, na których można polegać. Dlatego mimo planowanej rozbudowy OZE do 170 GW (przy założeniu utrzymania tego samego łącznego zapotrzebowania na energię elektryczną, co i obecnie) Niemcy będą potrzebowały elektrowni konwencjonalnych opalanych węglem i gazem o łącznej mocy 61 GW. Elektrownie te będą stanowiły 60% niezawodnej rezerwy, mogącej w każdej chwili pokryć zapotrzebowanie energii elektrycznej w Niemczech<sup>143</sup>.

Obecna produkcja energii elektrycznej z OZE wynosi 108 TWh, przy łącznej produkcji energetyki niemieckiej wynoszącej 600 TWh.

<sup>141</sup> Der Spiegel, <http://www.spiegel.de/international/germany/instability-in-power-grid-comes-at-high-cost-for-german-industry-a-850419.html>

<sup>142</sup> Gemäß dem zugrunde gelegten EE-Ausbauszenario (BMU-Leitszenario 2009) steigt die absolute Summe der Stromgestehungskosten zwischen 2010 und 2050 um 22 Mrd. Euro/Jahr (+176 Prozent) von 12,5 auf 36,5 Mrd. Euro/Jahr.

<sup>143</sup> [http://www.dena.de/index.php?id=5625&L=1&no\\_cache=1](http://www.dena.de/index.php?id=5625&L=1&no_cache=1)

Przebudowa energetyki oznacza potrzebę nowych elektrowni z paliwem organicznym, rozbudowę sieci, rozbudowę układów do magazynowania energii, większą elastyczność dostaw i odbioru energii elektrycznej oraz oszczędzanie energii, gdzie tylko to możliwe. Dla zapewnienia pokrycia minimum potrzeb, moc elektrowni konwencjonalnych musi pozostać na poziomie 83 GW w 2030 r. i 61 GW w 2050 r. Chociaż w 2050 r. OZE będą dostarczały ponad 80% energii elektrycznej, będą one generowały tylko 24% mocy gwarantowanej, a układy magazynowania energii dostarczą około 9% mocy gwarantowanej. Zgodnie z modelem przyjętym przez DENA, potrzeba będzie nowych elektrowni konwencjonalnych o mocy 49 000 MW<sup>144</sup>. Mają one powstać do roku 2030, a w większości do 2020. Nie jest jednak pewne, czy będą one zbudowane, bo przy dominacji OZE w sieci przewidywany czas pracy rocznej elektrowni konwencjonalnych będzie mała i będą one pracowały na granicy opłacalności.

Ze względu na nieregularny i nieprzewidywalny charakter pracy OZE, w 2050 r. około 66 TWh wytwarzanych przez OZE nie będzie można wykorzystać ani w Niemczech ani poza ich granicami<sup>145</sup>. Pomimo występowania chwilowych nadwyżek produkcji energii elektrycznej, Niemcy zmienią się w importera energii elektrycznej netto i w 2050 roku będą potrzebowały importować 134 TWh, to jest około 22% krajowego spożycia energii elektrycznej. Do transportu elektryczności ze źródeł odnawialnych trzeba będzie rozbudować sieć przesyłową do przesyłu na duże odległości w dodatku do obecnej zintegrowanej sieci europejskiej.

Zgodnie ze scenariuszem cena energii elektrycznej w 2050 r. będzie dużo wyższa niż obecnie. Będzie to wynik rozbudowy sieci, wprowadzenia źródeł rezerwowych i bilansujących, podłączenia morskich farm wiatrowych i wprowadzenia środków zapewniających elastyczność dostaw, takich jak układy magazynowania energii.

W sumie - model proponowany przez Niemcy jest bardzo kosztowny i wymaga wsparcia ze strony państw dysponujących dużymi możliwościami magazynowania energii. Polski nie stać na tak duże zwiększenie ceny energii elektrycznej, bo nasze społeczeństwo jest znacznie uboższe. Nie mamy również dostępu do mostu energetycznego łączącego Niemcy ze Skandynawią. siecią przesyłową.

## **12D) STWIERDZENIE, ŻE REZYGNACJA Z EJ POWINNA WYNIKAĆ Z EUROPEJSKIEJ POLITYKI KLIMATYCZNEJ**

Europejska polityka klimatyczna zmierza do obniżenia emisji CO<sub>2</sub> i utrzymania tych zmniejszonych emisji w sposób stabilny przy zrównoważonym rozwoju gospodarczym. Oczywiście jest, że ten cel jest spełniony przez budowanie niskoemisyjnych źródeł energii, które charakteryzują się emisjami CO<sub>2</sub> tak małymi, że zalicza się je do grupy najniższych emisji w energetyce, a czas ich pracy jest bardzo długi. Takimi źródłami niskoemisyjnymi są elektrownie jądrowe, a jak widzieliśmy z przeglądu dokonanego powyżej w podpunkcie B rozpatrywanie pełnego cyklu życia elektrowni jądrowej wraz ze wszystkimi dostawami jej urządzeń, paliwa i energii do celów pomocniczych potwierdza tezę o niskiej emisyjności energetyki jądrowej. Dlatego nic dziwnego, że Parlament Europejski w swej uchwale z października 2007 roku a także Międzynarodowy Komitet ds. Ocieplenia Globalnego IPCC, Światowa Rada Energetyczna – (World Energy Council) WEC i inne organizacje potwierdziły ważną rolę, jaką odgrywa energetyka jądrowa w obniżaniu emisji CO<sub>2</sub> we współczesnym świecie.

<sup>144</sup> [http://www.cire.pl/item,65149,1.html?utm\\_source=newsletter&utm\\_campaign=newsletter&utm\\_medium=link](http://www.cire.pl/item,65149,1.html?utm_source=newsletter&utm_campaign=newsletter&utm_medium=link)

<sup>145</sup> "Integration of Renewable Energy Sources into the German-European Electricity Market" DENA in co-operation with the Institute of Power Systems and Power Economics at RWTH Aachen University [www.dena.de/studien](http://www.dena.de/studien)

Budując elektrownie jądrowa Polska zdecydowanie przyczynia się do obniżenia emisji CO<sub>2</sub>

### **13. OCENA MOŻLIWOŚCI ODDZIAŁYWANIA W WYPADKU AWARII NA TERYTORIUM NIEMIEC**

#### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

#### **13A) BRAK OCENY NIEBEZPIECZEŃSTWA, JAKIE NIESIE ZE SOBĄ WYPADEK NUKLEARNY NIE TYLKO DLA POLSKIEGO PAŃSTWA, ALE I INNYCH PAŃSTW.**

[2, 10, 11, 12, 16, 18, 19, 22, 25, 26, 27, 29, 30,31-32, 38, 41, 42, 48, 60, 77, 78, 82, 85, 86, 88-91, 94, 95, 97, 107, 109, 112, 118, 119-121, 123, 124, 139, 141, 144, 146, 152, 153-154, 156, 157, 159, 161, 170, 173, 191, 209, 211, 224]

Skutki awarii projektowych oraz ciężkich awarii ze stopieniem rdzenia omówiono obszernie w Prognozie SEA w rozdziale 7, a kilka uwag dodatkowych przedstawiono w niniejszej odpowiedzi w punkcie 3. Z przedstawionych wykresów widać jednoznacznie, że skutki nawet ciężkich awarii nie wykraczają poza kilka kilometrów od elektrowni jądrowej. W przypadku zbudowania reaktora EPR, zasięg strefy, w której trzeba byłoby planować działania interwencyjne na wypadek ciężkiej awarii, nie przekracza 3 km. W przypadku preferowanych obecnie lokalizacji (Choczewo, Żarnowiec) odległość od terytorium Niemiec wynosi kilkaset km, a więc o żadnych następstwach radiacyjnych nie może być mowy, ani w przypadku normalnej pracy ani w razie awarii.

Polska dlatego właśnie będzie w budować reaktory III generacji, by nie narażać na skutki awarii własnej ludności, a tym bardziej ludności w krajach sąsiednich.

#### **13B) NEGATYWNE SKUTKI DLA NIEMIEC I OBYWATELI NIEMIEC NIE MOGĄ BYĆ WYKLUCZONE.**

Nie zgadzamy się z opinią, że negatywne skutki dla Niemiec nie mogą być wykluczone. Bezpieczeństwo reaktorów jest sprawdzane przez kompetentne i obiektywne urzędy dozoru jądrowego, nie powiązane z producentami energii elektrycznej, a wszelkie analizy bezpieczeństwa są dostępne i mogą być sprawdzane przez wszystkich zainteresowanych. Wieloletnie prace nad podniesieniem bezpieczeństwa reaktorów doprowadziły do rozwiązań oznaczanych mianem reaktorów III generacji, których cechy bezpieczeństwa zapewniają, że nawet w razie awarii powodującej zniszczenie samego rdzenia reaktora, skutki radiacyjne tej awarii nie będą odczuwalne dalej niż w promieniu kilku kilometrów.

### **14. NADZÓR NAD BEZPIECZEŃSTWEM ENERGETYKI JADROWEJ W POLSCE**

#### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ**

- A) UTWORZENIE DOZORU JADROWEGO, NIEZALEŻNEGO I KOMPETENTNEGO.
- B) DZIAŁANIA NADZORCZE MUSZĄ ODNOSIĆ SIĘ ZARÓWNO DO BUDOWY, EKSPLOATACJI, DEMONTAŻU NA KONIEC FAZY UŻYTKOWANIA, TRANSPORTU PALIWA PROMIENIOTWÓRCZEGO, WZGL. JEGO PRZETWARZANIA ORAZ PRZECHOWYWANIA ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH I

MAJĄ OBEJMOWAĆ WSZYSTKIE MEDIA ŚRODOWISKA (WODY, GRUNTY, POWIETRZE) NARAŻONE NA ODDZIAŁYWANIE W WYNIKU EKSPLOATACJI ELEKTROWNI JĄDROWEJ.

- C) BRAK INFORMACJI O WYMAGANIACH PRZEPISÓW BEZPIECZEŃSTWA JĄDROWEGO.

**[7, 54, 71, 121, 124, 128, 134, 145, 150, 159, 168, 200, 205, 206, 209, 210, 214, 215, 239, 240]**

**14A)** W Polsce organami dozoru jądrowego są Prezes Państwowej Agencji Atomistyki (PAA), Główny Inspektor Dozoru Jądrowego (Wiceprezes PAA) oraz inspektorzy dozoru jądrowego będący pracownikami PAA. Prezes PAA podlega Ministrowi Środowiska – a zatem w Polsce działalność dozorowa związana z nadzorem i kontrolą bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej jest oddzielona i niezależna od działalności związanej z promowaniem i rozwojem energetyki jądrowej oraz sprawowaniem nadzoru właścicielskiego nad spółkami energetycznymi z większościowym udziałem Skarbu Państwa, która na poziomie rządowym realizowana jest odpowiednio przez Ministerstwo Gospodarki oraz Ministerstwo Skarbu Państwa. Dozór Jądrowy ma tradycję 30 lat skutecznej działalności, będzie współpracował z Urzędem Dozoru Technicznego (nadzorującym urządzenia i instalacje ciśnieniowe lub zawierające substancje niebezpieczne, oraz urządzenia do przemieszczania osób i ładunków – w szczególności dźwignice), który także cieszy się wysokim uznaniem w Polsce.

Wysokie kompetencje i uprawnienia Prezesa PAA i inspektorów dozoru jądrowego w zakresie nadzoru energetyki jądrowej zostały zagwarantowane w znowelizowanej 13.05.2011 r. ustawie Prawo atomowe. W szczególności, Prezes PAA jest uprawniony do:

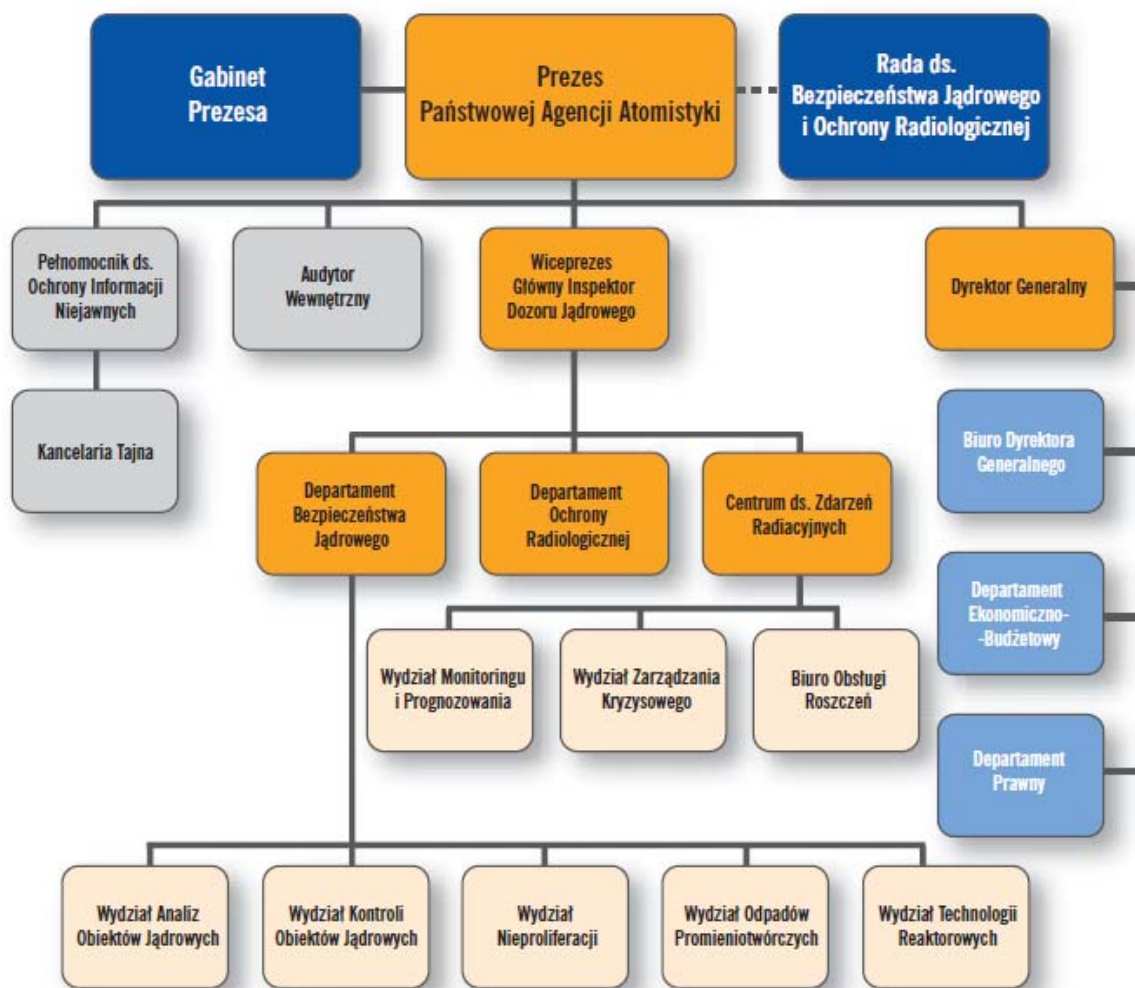
- Wydawania i cofania zezwoleń jednostkom organizacyjnym na prowadzenie działalności związanej z narażeniem (na promieniowanie jonizujące) polegającej na budowie, rozruchu, eksploatacji lub likwidacji obiektu jądrowego (w szczególności elektrowni jądrowej).
- Nadawania i cofania uprawnień personelowi elektrowni jądrowej wykonującymi czynności mające istotne znaczenie dla bezpieczeństwa jądrowego lub ochrony radiologicznej.
- Wydania wyprzedzającej opinii dotyczącej planowanej lokalizacji obiektu jądrowego (przed złożeniem przez inwestora wniosku o zezwolenie na budowę).
- Wydawania opinii dotyczącej określenia granic obszaru ograniczonego użytkowania wokół obiektu jądrowego.
- Wydania ogólnej opinii (przed złożeniem przez inwestora wniosku o zezwolenie na budowę) dotyczącej planowanych rozwiązań organizacyjno-technicznych w przyszłej działalności oraz projektów dokumentów, które należy złożyć wraz z wnioskiem o wydanie zezwolenia.
- W przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli, że:
  - określony system lub element konstrukcji lub wyposażenia obiektu jądrowego może mieć negatywny wpływ na stan bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej obiektu jądrowego, Prezes PAA jest uprawniony do zakazania zastosowania tego systemu lub elementu w obiekcie jądrowym;

- określone prace w obiekcie jądrowym są prowadzone w sposób mogący mieć negatywny wpływ na stan bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej obiektu jądrowego, Prezes PAA jest uprawniony nakazać wstrzymanie tych prac.
- Wstrzymania rozruchu obiektu jądrowego, w przypadku gdy wyniki testów rozruchowych wskazują na możliwość powstania zagrożenia bezpieczeństwa jądrowego lub możliwość, że obiekt jądrowy nie będzie spełniał wymagań bezpieczeństwa jądrowego.
- Nakazania zmniejszenia mocy lub wyłączenia obiektu jądrowego z eksploatacji, jeżeli z jego oceny lub z otrzymanej od Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego informacji, wynika, że dalsza eksploatacja tego obiektu zagraża bezpieczeństwu jądrowemu lub ochronie radiologicznej. Ponowne zwiększenie mocy lub uruchomienie obiektu jądrowego wymaga pisemnej zgody Prezesa PAA, wydawanej po stwierdzeniu, iż dalsza eksploatacja tego obiektu nie zagraża bezpieczeństwu jądrowemu i ochronie radiologicznej.
- Wydawania (pisemnej) zgody na modernizację systemu lub elementu konstrukcji lub wyposażenia obiektu jądrowego mającego istotne znaczenie ze względu na bezpieczeństwo jądrowe i ochronę radiologiczną, a także każde uruchomienie reaktora po przerwie na załadunek paliwa jądrowego lub na modernizację systemu lub elementu konstrukcji lub wyposażenia obiektu jądrowego.
- Zatwierdzania programu likwidacji obiektu jądrowego.

Organizacyjnie polski dozór jądrowy ulokowany jest w strukturze PAA, która w 2011 r. została przeorganizowana w celu jej lepszego dostosowania do potrzeb sprawowania dozoru nad energetyką jądrową. Aktualny schemat organizacyjny (obowiązujący od 6.11.2011 r.) przedstawiono poniżej<sup>146</sup> [Ryc. 14.1] – rozbudowano zwłaszcza Departament Bezpieczeństwa Jądrowego. W perspektywie następnych kilku lat planuje się przekształcenie PAA w Urząd Komisji Bezpieczeństwa Jądrowego i Ochrony Radiologicznej. W 2011 r. zatrudnienie w PAA wynosiło 92 osoby z tego 25 inspektorów dozoru jądrowego. Aktualnie w PAA zatrudnionych jest kilka osób mających długoletnie doświadczenie w zakresie bezpieczeństwa i nadzoru energetyki jądrowej nabyte głównie w czasach realizacji Elektrowni Jądrowej w Żarnowcu w latach 80-tych ub. wieku. Osoby te są zaangażowane w opracowywanie odpowiednich przepisów bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej oraz wytycznych dozorowych (wytycznych techniczno-organizacyjnych Prezesa PAA).

---

<sup>146</sup> Państwowa Agencja Atomistyki: Działalność Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki oraz ocena stanu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w Polsce w 2011 roku. <http://www.paa.gov.pl/dokumenty/atomistyka2011.pdf>



Ryc. 14.1 Aktualny schemat organizacyjny Państwowej Agencji Atomistyki.

W latach 2012-2014 planuje się zatrudnienie i przeszkolenie na odpowiednie stanowiska dodatkowych 39 osób, w tym:

- 17 inspektorów dozoru jądrowego,
- 13 specjalistów ds. analiz dokumentacji bezpieczeństwa,
- 9 prawników lub specjalistów w zakresie prawa administracyjnego.

Przeprowadzone zostanie odpowiednie szkolenia podstawowe i powtarzalne, krajowe i zagraniczne, specjalistów dozoru jądrowego. Czas potrzebny do uzyskania pierwszych rezultatów to minimum trzy lata. Inspektor dozoru jądrowego mający uczestniczyć w nadzorze nad obiektami jądrowymi osiąga pełną samodzielność w pracy przeciętnie po pięciu latach.

PAA intensywnie współpracuje z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej (MAEA/IAEA) – w szczególności przedstawiciele PAA biorą udział w pracy poszczególnych komitetów ds. standardów bezpieczeństwa (NUSSC, RASSC, TRANSSC, WASSC), WENRA oraz NEA OECD. W okresie styczeń – marzec 2012. 3 ekspertów delegowanych przez PAA brało czynny udział w dogłębnej ocenie (peer review) „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych. Działania te przyczyniają się znacząco do podwyższania poziomu wiedzy, kompetencji i doświadczenia polskiego dozoru jądrowego.

PAA podpisała również szereg umów z urzędami dozoru jądrowego różnych krajów. W szczególności, 23.09.2010 r. zawarta została umowa z amerykańskim dozorem jądrowym U.S. NRC o wymianie

informacji technicznej i współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego, która przewiduje m.in. wsparcie NRC w zakresie szkolenia personelu polskiego dozoru jądrowego. Podobną umowę PAA podpisała także z francuskim dozorem jądrowym ASN – 9.07.2012 r. Ponadto, PAA zawarła też umowy o współpracy z dozorami jądrowymi wszystkich krajów sąsiedzkich posiadających elektrownie jądrowe. Przygotowane są umowy o współpracy z dozorami jądrowymi z Japonii i Korei Płd. Przewiduje się delegowanie pracowników PAA na szkolenia w tych dozorach zagranicznych.

Obecnie polski Dozór Jądrowy korzysta ze wsparcia eksperckiego Organizacji Wsparcia Technicznego<sup>147</sup> takich jak: Narodowe Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) w Świerku, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej (IChTj) w Warszawie, Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej (CLOR) w Warszawie, Instytut Geofizyki PAN w Warszawie. Przewiduje się zawarcie umów jeszcze z innymi Organizacjami Wsparcia Technicznego. Umowy zobowiązują odpowiednie organizacje wsparcia technicznego do nie świadczenia na rzecz przemysłu jądrowego usług w zakresie, który objęty jest umową wsparcia technicznego na rzecz dozoru. Ponadto, Prezes PAA korzysta z zaplecza eksperckiego Rady ds. Bezpieczeństwa Jądrowego i Ochrony Radiologicznej, której członkami są wybitni polscy eksperci z różnych dziedzin mających związek z zapewnieniem bezpieczeństwa jądrowego obiektów jądrowych oraz ochrony radiologicznej.

Należy podkreślić, że znaczną część zadań w zakresie nadzoru bezpieczeństwa energetyki jądrowej (nad urządzeniami mającymi istotne znaczenie dla bezpieczeństwa, jak: urządzenia ciśnieniowe, główne systemy technologiczne i systemy bezpieczeństwa oraz urządzenia transportu technologicznego) wypełniać będzie w Polsce Urząd Dozoru Technicznego – będący organizacją rozbudowaną (oprócz centrali w Warszawie: 21 oddziałów terenowych, 2 ekspozytury oraz centralne laboratorium), o szerokich kompetencjach i dużej tradycji (datującej się od 1911 r.), zatrudniającej inspektorów o wysokich kwalifikacjach i dużym doświadczeniu zawodowym.

Oprócz organów Dozoru Jądrowego oraz Urzędu Dozoru Technicznego funkcjonują w Polsce też **inne organy kontrolne** w zakresach ich statutowej odpowiedzialności, w kontekście nadzoru energetyki jądrowej należą do nich w szczególności instytucje wymienione poniżej.

#### 1. Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska (GDOŚ) i Regionalne Dyrekcje Ochrony Środowiska (RDOŚ)

Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska jest instytucją odpowiadającą za realizację polityki ochrony środowiska w zakresie:

- zarządzania ochroną przyrody, w tym m.in. obszarami Natura 2000,
- kontroli procesu inwestycyjnego w tym oceny oddziaływania na środowisko,

Realizuje także zadania dotyczące zapobiegania i naprawy szkód w środowisku. Odpowiada za zarządzanie informacją o środowisku przyrodniczym rejestrację organizacji w krajowym rejestrze organizacji zarejestrowanych w systemie ek zarządzania i audytu (EMAS). W kompetencjach GDOŚ jest również tworzenie i koordynacja krajowej sieci "Partnerstwo: Środowisko dla rozwoju" w Polsce, odpowiedzialnej za wymianę wiedzy i doświadczeń pomiędzy krajami UE oraz instytucjami wdrażającymi fundusze europejskie.

Regionalni dyrektorzy ochrony środowiska realizują zadania dotyczące polityki ochrony środowiska w zakresie zarządzania ochroną przyrody, kontroli procesu inwestycyjnego w tym oceny oddziaływania

---

<sup>147</sup> Technical Support Organizations – TSOs.



na środowisko oraz przekazywania informacji o środowisku na obszarze województwa i wydają w zakresie swoich kompetencji akty prawa miejscowego w postaci zarządzeń.

## 2. Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej (KZGW) i Regionalne Zarządy Gospodarki Wodnej (RZGW)

Prezes Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej jest centralnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach gospodarowania wodami, a w szczególności w sprawach zarządzania wodami oraz korzystania z wód (zgodnie z art. 89 ust. 1 ustawy Prawo wodne).

Prezes KZGW oraz dyrektorzy RZGW wykonują kontrolę gospodarowania wodami w zakresie:

- stanu realizacji planów i programów dotyczących gospodarki wodnej, ustalonych na podstawie ustawy;
- korzystania z wód;
- przestrzegania warunków ustalonych w decyzjach wydanych na podstawie ustawy Prawo wodne;
- utrzymania wód oraz urządzeń wodnych;
- przestrzegania nałożonych na właścicieli gruntów obowiązków oraz ograniczeń;
- przestrzegania warunków obowiązujących w strefach i obszarach ochronnych ustanowionych na podstawie ustawy;
- przestrzegania warunków obowiązujących na wałach przeciwpowodziowych oraz na obszarach bezpośredniego zagrożenia powodzią;
- stanu zabezpieczenia przed powodzią oraz przebiegu usuwania skutków powodzi związanych z utrzymaniem wód oraz urządzeń wodnych;
- ustawiania i utrzymywania stałych urządzeń pomiarowych na brzegach i w wodach;
- wykonywania w pobliżu urządzeń wodnych robót lub czynności, które mogą zagrażać tym urządzeniom lub spowodować ich uszkodzenie;
- usuwania szkód związanych z ruchem zakładu górniczego w zakresie gospodarki wodnej (art. 156 ustawy Prawo wodne).

## 3. Państwowa Inspekcja Sanitarna

Państwowa Inspekcja Sanitarna to wyspecjalizowana instytucja wykonująca zadania z zakresu zdrowia publicznego, poprzez sprawowanie kontroli i nadzoru nad warunkami higieny w różnych dziedzinach życia. Inspekcja gromadzi również dane epidemiologiczne dotyczące niektórych chorób oraz wydaje decyzje w zakresie chorób zawodowych.

## 4. Główny Urząd Nadzoru Budowlanego (GUNB) / Główny Inspektor Nadzoru Budowlanego

Główny Urząd Nadzoru Budowlanego jest urzędem administracji rządowej obsługującym Głównego Inspektora Nadzoru Budowlanego i działającym pod jego bezpośrednim kierownictwem. Kontroli sprawowanej przez GUNB podlegają:

- organy administracji architektoniczno - budowlanej i nadzoru budowlanego,
- obiekty i roboty budowlane,
- wyroby budowlane wprowadzone do obrotu.

**14B)** Działania nadzorcze nad bezpieczeństwem i oddziaływaniem na środowisko energetyki jądrowej w Polsce – realizowane przez instytucje kontrolne wymienione i scharakteryzowane w odpowiedzi 14A) – będą oczywiście obejmować całą realizację elektrowni jądrowych (wybór lokalizacji, budowę i rozruch), ich eksploatacji oraz likwidacji, oraz obejmować wszystkie media środowiska (wody, grunty, powietrze) narażone na oddziaływanie nie tylko podczas eksploatacji, ale także budowy, rozruchu i likwidacji elektrowni jądrowej.

**14C)** W celu przygotowania infrastruktury prawnej odpowiedniej do nadzoru energetyki jądrowej znowelizowano (13.05.2011 r.) w dużym zakresie ustawę Prawo atomowe oraz uchwalono (29.06.2011 r.) specjalną ustawę o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących. Ponadto, opracowano lub znowelizowano kilkanaście aktów wykonawczych do Prawa atomowego – w tym rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie wymagań bezpieczeństwa dla projektu obiektu jądrowego oraz w sprawie analiz bezpieczeństwa i zawartości wstępnego raportu bezpieczeństwa dla obiektu jądrowego. Te znowelizowane i nowe przepisy w szczególności transponują do polskiego prawodawstwa wymagania Dyrektywy Rady 2009/71/EURATOM z 25 czerwca 2009 r. ustanawiającej wspólnotowe ramy bezpieczeństwa jądrowego obiektów jądrowych.

Przyjęte i wydane zostały już następujące nowe akty wykonawcze (rozporządzenia) do ustawy Prawo atomowe mające związek z regulacją energetyki jądrowej:

1. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2011 r. w sprawie oceny okresowej bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego (*Dz. U. z 2012 r. poz. 556*)
2. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2011 r. w sprawie wzoru kwartalnego sprawozdania o wysokości uiszczonych wpłaty na fundusz likwidacyjny (*Dz. U. z 2012 r. poz. 43*)
3. Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 14 września 2011 r. w sprawie minimalnej sumy gwarancyjnej obowiązkowego ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej osoby eksploatującej urządzenie jądrowe (*Dz. U. nr 206 poz. 1217*)
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 23 lipca 2012 r. w sprawie szczegółowych zasad tworzenia i działania Lokalnych Komitetów Informacyjnych oraz współpracy w zakresie obiektów energetyki jądrowej (*Dz. U. poz. 861*)
5. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2011 r. w sprawie Rady do spraw Bezpieczeństwa Jądrowego i Ochrony Radiologicznej (*Dz. U. nr 279, poz. 1643*)
6. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 listopada 2011 r. w sprawie wzoru legitymacji służbowej inspektora dozoru jądrowego (*Dz. U. nr 257, poz. 1544*)
7. Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 29 września 2011 r. w sprawie badań psychiatrycznych i psychologicznych osób wykonujących czynności mające istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w jednostce organizacyjnej wykonującej działalność związaną z narażeniem, polegającą na rozruchu, eksploatacji lub likwidacji elektrowni jądrowej (*Dz. U. nr 220 poz. 1310*)
8. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczanego pod lokalizację obiektu jądrowego, oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego (*Dz. U. z 2012 r., poz. 1025*)
9. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, jakie ma uwzględniać projekt obiektu jądrowego („rozporządzenie projektowe”) (*Dz. U. z 2012 r., poz. 1048*)
10. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie zakresu i sposobu przeprowadzania analiz bezpieczeństwa przeprowadzanych przed wystąpieniem z wnioskiem o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego, oraz zakresu wstępnego raportu bezpieczeństwa dla obiektu jądrowego (*Dz. U. z 2012 r., poz. 1048*)
11. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie czynności mających istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w jednostce organizacyjnej wykonującej działalność polegającą na rozruchu, eksploatacji lub likwidacji elektrowni jądrowej (*Dz. U. z 2012 r., poz. 1024*)
12. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie inspektorów dozoru jądrowego (*Dz. U. z 2012 r., poz. 1014*).

W fazie projektu znajdują się następujące rozporządzenia do ustawy Prawo atomowe mające związek z regulacją energetyki jądrowej:

1. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie wymagań dotyczących rozruchu i eksploatacji obiektów jądrowych
2. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej dla etapu likwidacji obiektów jądrowych oraz zawartości raportu z likwidacji obiektu jądrowego
3. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej.

Projekty tych rozporządzeń zostały opracowane, przeszły już konsultacje międzyresortowe i społeczne, i są one aktualnie (październik 2012 r.) na końcowych etapach prac legislacyjnych prowadzonych przez Rządowe Centrum Legislacji.

Oprócz tego zostaną wydane następujące dwa rozporządzenia dotyczące dozoru urzędów energetyki jądrowej – jako akty wykonawcze do ustawy o dozorze technicznym (ich projekty także zostały już opracowane i są aktualnie w trakcie konsultacji):

- Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie urzędów technicznych lub urzędów podlegających dozorowi technicznemu w elektrowni jądrowej
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla urzędów technicznych lub urzędów podlegających dozorowi technicznemu w elektrowni jądrowej.

Polskie przepisy ustanawiają najwyższe standardy bezpieczeństwa energetyki jądrowej, przyjęte obecnie we świecie, zgodne z najnowszymi wymaganiami międzynarodowymi (w szczególności cele bezpieczeństwa dla reaktorów nowej generacji zawarte w dokumencie MAEA SSR-2/1 i w Deklaracji WENRA z 2010r.<sup>148</sup>), uwzględniając także wymagania dokumentu „EUR”<sup>149</sup> oraz wnioski z awarii EJ Fukushima Dai-ichi i ze „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych.

Wspomniane powyżej cele bezpieczeństwa dla reaktorów nowej generacji, które zostały przyjęte w polskich przepisach, dotyczą praktycznego wykluczenia (deterministycznie, poprzez zastosowanie odpowiednich rozwiązań projektowych) awarii ze stopniem rdzenia reaktora, które mogłyby prowadzić do wczesnego uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa reaktora lub do bardzo dużych uwolnień substancji promieniotwórczych do otoczenia, oraz ograniczenia skutków awarii ze stopniem rdzenia, które nie zostały wykluczone, w takim stopniu aby znacząco ograniczyć konieczności podejmowania działań interwencyjnych celem ochrony zdrowia ludności do ograniczonego obszaru i czasu. Wymagania w tym zakresie zawarte są w art. 35b ust. 2 ustawy Prawo atomowe (znowelizowanej 13.05.2011 r.) oraz w §9, §10 i §32 „rozporządzenia projektowego”, poniżej przytaczamy stosowne wymagania zaczerpnięte z tych przepisów.

Ponadto, w końcowej wersji projektu „rozporządzenia projektowego” zostały uwzględnione także wnioski wynikające z analiz awarii EJ Fukushima Dai-ichi i „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych, w szczególności dotyczące: sposobu uwzględnienia zagrożeń zewnętrznych, zwiększenia wymaganej autonomii elektrowni jądrowej w odniesieniu do zasilania elektrycznego i zasobów wody do chłodzenia, zastosowania dodatkowych lub alternatywnych systemów i urzędów do zasilania elektrycznego i odprowadzania ciepła powyłączeniowego, itp.

<sup>148</sup> WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants. November 2010.

<sup>149</sup> European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision C. April 2001.

## Ustawa Prawo atomowe

### **Art. 36c.**

(...)

2. W przypadku awarii ze stopieniem rdzenia reaktora projekt obiektu jądrowego zawiera rozwiązania, które, z maksymalnym prawdopodobieństwem, zapobiegają:

- 1) sekwencjom zdarzeń prowadzącym do wczesnych uwolnień substancji promieniotwórczych, rozumianym jako sytuacje, w których są wymagane działania interwencyjne poza terenem obiektu jądrowego, w przypadku braku czasu na ich przeprowadzenie;
- 2) sekwencjom zdarzeń prowadzącym do dużych uwolnień substancji promieniotwórczych, rozumianym jako sytuacje, w których są wymagane nieograniczone w przestrzeni lub czasie działania chroniące społeczeństwo.

### Rozporządzenie projektowe

**§ 9.** Projekt obiektu jądrowego zapewnia ograniczenie uwolnień substancji promieniotwórczych poza obudowę bezpieczeństwa reaktora w razie zaistnienia warunków awaryjnych tak, żeby w przypadku wystąpienia:

- 3) awarii projektowych nie było konieczne podejmowanie jakichkolwiek działań interwencyjnych poza granicami obszaru ograniczonego użytkowania;
- 4) rozszerzonych warunków projektowych nie było konieczne podejmowanie:
  - a) wczesnych działań interwencyjnych poza granicami obszaru ograniczonego użytkowania obiektu jądrowego podczas trwania uwolnień substancji promieniotwórczych z obiektu jądrowego,
  - b) średnioterminowych działań interwencyjnych w jakimkolwiek czasie poza granicami strefy planowania awaryjnego,
  - c) długoterminowych działań interwencyjnych poza granicami obszaru ograniczonego użytkowania obiektu jądrowego.

**§ 10.** Projekt elektrowni jądrowej i reaktora badawczego zapewnia osiągnięcie:

- 1) mniejszego niż raz na 100 000 lat pracy reaktora prawdopodobieństwa wystąpienia degradacji rdzenia reaktora;
- 2) mniejszego niż raz na 1 000 000 lat pracy reaktora prawdopodobieństwa uwolnień do otoczenia substancji promieniotwórczych o wielkości takiej, że poza granicami obszaru ograniczonego użytkowania mógłby zostać przekroczony którykolwiek z poziomów interwencyjnych wymagający rozważenia podjęcia wczesnych lub długoterminowych działań interwencyjnych, a poza granicami strefy planowania awaryjnego mógłby zostać przekroczony poziom interwencyjny wymagający rozważenia podjęcia średnioterminowych działań interwencyjnych;
- 3) znacznie mniejszego niż raz na 1 000 000 lat pracy reaktora prawdopodobieństwa sekwencji awaryjnych potencjalnie prowadzących do wczesnego uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa reaktora lub bardzo dużych uwolnień substancji promieniotwórczych do otoczenia.

**§ 32. 1.** Projekt elektrowni jądrowej oraz reaktora badawczego uwzględnia sekwencje awaryjne z ominięciem obudowy bezpieczeństwa reaktora, nawet bez stopienia paliwa, lecz mogące prowadzić do bezpośredniego uwolnienia substancji promieniotwórczych poza pierwotną obudowę bezpieczeństwa, poprzez zastosowanie następujących rozwiązań:

- 5) odpowiednich zapasów bezpieczeństwa przy projektowaniu systemów połączonych z obiegiem chłodzenia reaktora;
- 6) minimalizację liczby przepustów przez pierwotną obudowę bezpieczeństwa reaktora;
- 7) armatury odcinającej o odpowiedniej niezawodności i zwielokrotnieniu na rurociągach połączonych z obiegiem chłodzenia reaktora, przechodzących przez pierwotną obudowę bezpieczeństwa;

8) w przypadku reaktora wodno-ciśnieniowego - środków bezpieczeństwa celem zminimalizowania utraty chłodziwa reaktora i uwolnień substancji promieniotwórczych poza obudowę bezpieczeństwa reaktora w razie rozerwań rurek w wytwornicy pary.

2. Elektrownię jądrową oraz reaktor badawczy projektuje się tak, żeby zapobiec ciężkim awariom, które mogłyby prowadzić do wczesnego uszkodzenia pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora, albo wykazuje się, iż prawdopodobieństwo ich wystąpienia jest na tyle małe, że nie jest konieczne uwzględnienie ich w projekcie.

3. Awarie, o których mowa w ust. 2, obejmują w szczególności:

5) wybuch wodoru;

6) uszkodzenie zbiornika reaktora przy ciśnieniu mogącym prowadzić do:

a) wyrzutu materiału stopionego rdzenia oraz bezpośredniego grzania pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora lub

b) powstania odłamków o wysokiej energii mogących zagrozić integralności pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora;

7) wybuch parowy, który mógłby zagrozić integralności pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora;

8) awarie reaktywnościowe, w tym heterogeniczne rozcieńczenie kwasu borowego.

4. W projekcie elektrowni jądrowej oraz reaktora badawczego przewiduje się rozwiązania zapewniające ograniczenie przez system obudowy bezpieczeństwa reaktora skutków ciężkich awarii związanych z degradacją rdzenia reaktora, w szczególności przez:

5) zatrzymanie i chłodzenie stopionego rdzenia reaktora;

6) ograniczenie skutków oddziaływania stopionego rdzenia reaktora z betonem;

7) ograniczenie przecieków z obudowy bezpieczeństwa reaktora, uwzględniając obciążenia związane z utlenianiem koszulek elementów paliwowych i spalaniem wodoru oraz inne obciążenia mogące wystąpić podczas ciężkich awarii;

8) wydłużenie czasu, po którego upływie potrzebne będą jakiegokolwiek interwencje operatora lub działania celem opanowania awarii.

\*\*\*\*\*

#### **Polskie przepisy ochrony przed promieniowaniem jonizującym:**

- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 18 stycznia 2005 r. w sprawie dawek granicznych promieniowania jonizującego (Dz. U. z 2005 r. Nr 20, poz. 168);
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 kwietnia 2004 r. w sprawie wartości poziomów interwencyjnych dla poszczególnych rodzajów działań interwencyjnych oraz kryteriów odwołania tych działań (Dz. U. z 2004 r. Nr 98, poz. 987);

są zgodnie z aktualnie obowiązującą Dyrektywą 96/29/Euratom, która oparta jest na standardach ochrony radiologicznej opublikowanych w 1996 r. przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (MAEA)<sup>150</sup>, a uwzględniających rekomendacje Międzynarodowej Komisji Ochrony Radiologicznej (ICRP) wydane do 1996 r.

<sup>150</sup> International Basic Safety Standards for Protection Against Ionizing Radiation and for the Safety of Radiation Sources. Safety Series No. 115. International Atomic Energy Agency. Vienna 1996.

W listopadzie 2011 r. zostały opublikowane przez MAEA nowe standardy ochrony radiologicznej<sup>151</sup>, które jeszcze nie zostały implementowane do prawa UE, jako nowa dyrektywa Euratom.

Należy jednak zauważyć, że w aktualnie obowiązujących w Polsce przepisach:

- graniczne dawki dla pracowników (ang. *occupational exposure*) są zgodne z nowymi standardami ochrony radiologicznej MAEA<sup>152</sup>, za wyjątkiem dawek dla soczewek oczu – które w nowych standardach MAEA zostały znacznie obniżone;
- wszystkie dawki graniczne dla osób z ogółu ludności (ang. *public exposure*) są zgodnie z nowymi standardami ochrony radiologicznej<sup>153</sup>;
- także podstawowe poziomy interwencyjne (ang. *intervention levels*) są zgodnie z zaleceniami nowych standardów ochrony radiologicznej MAEA lub niższe, za wyjątkiem poziomu dla jodowej blokady tarczycy (ang. *iodine thyroid blocking*), który w nowych standardach MAEA jest 2-krotnie niższy<sup>154</sup>.

Tak więc, wymagania w zakresie ochrony radiologicznej określone w Polskich przepisach, które są zgodne z wymaganiami aktualnie obowiązującej dyrektywy 96/29/Euratom, nie różnią się znacząco także od najnowszych standardów ochrony radiologicznej MAEA (opublikowanych bardzo niedawno - w listopadzie 2011 r.).

Oczywiście polskie przepisy ochrony przed promieniowaniem jonizującym zostaną znowelizowane niezwłocznie – po ew. przyjęciu odpowiedniej nowej dyrektywy Euratom w tej sprawie.

Oprócz rozporządzeń planuje się wydanie szeregu **wytycznych dozoru jądrowego**, których wstępny wykaz (w języku angielskim) podajemy poniżej. Projekty trzech z tych dokumentów (3.1, 3.3, 3.4) również zostały już opracowane.

#### Wstępny wykaz planowanych wytycznych dozoru jądrowego (w jęz. angielskim)

##### 1. General

- 1.1. *Integrated management system requirements for a NPP (in design and construction, commissioning, operation, and decommissioning phases)*
- 1.2. *Licensing procedures for a NPP (regarding permits for construction, commissioning, operation, and decommissioning)*

##### 2. Siting

- 2.1. *Meteorological monitoring for a NPP*
- 2.2. *Hydrological and hydrogeological monitoring for flooding hazard assessment for a NPP*
- 2.3. *Seismic monitoring for a NPP*
- 2.4. *Geotechnical evaluation for NPP*
- 2.5. *Radiological monitoring for NPP (in design and construction, commissioning, operation, and decommissioning phases)*
- 2.6. *Hazard assessment deriving from external events*

<sup>151</sup> Radiation Protection and Safety of Radiation Sources: International Basic Safety Standards. Interim edition. General Safety Requirements Part 3. No. GSR Part 3 (interim). International Atomic Energy Agency. Vienna 2011.

<sup>152</sup> Schedule III. Dose Limits for Planned Exposure Situations. Occupational Exposure.

<sup>153</sup> Schedule III. Dose Limits for Planned Exposure Situations. Public Exposure.

<sup>154</sup> Annex. Generic Criteria for Protective Actions and other Response Actions in Emergency Exposure Situations to Reduce the Risk of Stochastic Effects.

3. Design and construction
  - 3.1. *Specific nuclear safety and radiation protection requirements for the LWR nuclear power plant design (complete draft exists)*
  - 3.2. *Fire safety requirements for a NPP (in design and construction, commissioning, operation, and decommissioning phases)*
  - 3.3. *Specific requirements for the safety analyses for a NPP (complete draft exists)*
  - 3.4. *Specific requirements for the safety analysis reports for a NPP (complete draft exists)*
  - 3.5. *Guidelines for the safety classification of structures, systems and components of a NPP*
4. Commissioning and operation
  - 3.1. *Requirements for the system of accountancy and control of nuclear materials in a NPP*
  - 3.2. *Requirements on NPP personnel qualifications, training programmes, and competency verification and authorization procedures*
  - 3.3. *Requirements for carrying-out and evaluation of the physical tests during nuclear power unit start-up*
  - 3.4. *Requirements for assuring the quality of computer software for a NPP*
  - 3.5. *Radiation protection of workers at a NPP*
  - 3.6. *Monitoring and control of radioactive effluents from a NPP*
  - 3.7. *Guidelines for safety specifications (including operational limits and conditions) for a NPP*
  - 3.8. *Guidelines for monitoring and control of radiation embrittlement of nuclear power reactor vessel materials*
  - 3.9. *Guidelines on the scope, format and frequency of NPP operational information to provided to the President of the National Atomic Energy Agency (pursuant to art. 37a sec. 3 and art. 37c sec. 1 item 3 of the Atomic Energy Act)*
  - 3.10. *Guidelines for the procedure of preparation and implementation of maintenance work and modifications at a NPP*
  - 3.11. *On-site emergency planning and preparedness for a NPP*
  - 3.12. *Off-site emergency planning and preparedness for a NPP.*

## **15. WPŁYW NISKICH POZIOMÓW PROMIENIOWANIA**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ**

- A) POGLĄD, ŻE NISKIE POZIOMY PROMIENIOWANIA MAJĄ POZYTYWNY WPŁYW, POZOSTAJE W SPRZECZNOŚCI Z MIĘDZYNARODOWO PRZYJĘTYMI POGLĄDAMI LNT I ICRP
- B) PRZEDSTAWIENIE JAKO POZYTYWNYCH ODDZIAŁYWAŃ WYNIKAJACYCH Z LIKWIDACJI ELEKTROWNI JĄDROWYCH. NALEŻAŁOBY TO PRZEDSTAWIĆ JEDYNIEM JAKO „NEUTRALNE – TYM BARDZIEJ, ŻE NIE DA SIĘ W TAKI SPOSÓB CAŁKOWICIE WYRÓWNAĆ ŻADNEJ TAKIEJ INGERENCJI W ŚRODOWISKO.

### **15A) Wpływ małych dawek promieniowania**

Działanie małych dawek promieniowania jest przedmiotem dyskusji prowadzonej od wielu lat, w której z jednej strony występują zwolennicy teorii liniowego, bezprogowego zagrożenia powodowanego przez promieniowanie, a z drugiej strony naukowcy powołujący się na liczne doświadczenia i obserwacje z różnych rejonów ziemi, w których mimo podwyższonych dawek promieniowania nie wykryto żadnych ujemnych skutków dla zdrowia, a przeciwnie, stwierdzono że ludzie w tych rejonach mniej chorują na choroby nowotworowe. W PPEJ przedstawiono kilka przykładów takich wyników, ale nie są to bynajmniej jedyne dane dotyczące rzeczywistych populacji

ludzkich. Zbierane obserwacje dotyczą wielkich grup ludzi i długiego przeciągu czasu, np. w przypadku Chin bada się około 100 000 mieszkańców narażonych na działanie podwyższonego tła promieniowania, a obserwacje obejmują już ponad 30 lat. Chociaż mimo tak wielkich ilości obserwacji wyniki nie wystarczają aby można było udowodnić statystycznie, że promieniowanie nie wywiera ujemnego działania na człowieka, wyniki z zasady układają się poniżej zagrożeń zachorowaniem na raka dla rejonów kontrolnych o niższym poziomie promieniowania. Zwrócił na to uwagę UNSCEAR już w 1994 roku<sup>155</sup> i zalecił dalsze studia z uwzględnieniem teorii hormezy.

W PPEJ nie ma proponowanego stanowiska w tej sprawie i strona polska nie zamierza rozstrzygać, która teoria jest prawdziwa. Autorzy PPEJ uważają, że dla pełnego obrazu nie można pominąć wielu, bardzo wielu badań wskazujących, że małe dawki są dla ludzi nieszkodliwe, natomiast w praktyce przy wyborze reaktora i przy ustalaniu zasad jego eksploatacji strona polska kieruje się zawsze zasadą utrzymywania dawek promieniowania na poziomie tak małym jak to rozsądnie możliwe (*as low as reasonably achievable –ALARA*).

Główna zasada ochrony radiologicznej ALARA (tak nisko, jak jest to realnie możliwe) jest przyjęta jako podstawa ochrony radiologicznej w Polsce i przy rozpatrywaniu projektów reaktorów dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej rozpatruje się dawki powodowane przez pracę i możliwe awarie elektrowni jądrowych, dążąc do tego, by były one jak najmniejsze. Obecnie ALARA jest stosowana dla porównywania technologii i opcji ochrony. Natomiast podejście do modelu LNT i wynikających zeń pojęć dawki kolektywnej zmieniło się w ostatnich latach. W raporcie „Recommendations of ICRP – 103” z r. 2007 (zastępującym poprzednie raporty z lat 1990-ych) ICRP zaleca powstrzymanie się od jakichkolwiek obliczeń liczby zgonów w zakresie dawek niskich przy użyciu „dawki kolektywnej”. Zostało to z aprobatą przyjęte przez społeczność ekspertów ochrony radiologicznej<sup>156</sup>.

Wydany w 2011 roku raport UNSCEAR na temat skutków awarii w Czarnobylu<sup>157</sup> podaje, że 6 milionów mieszkańców rejonów uznanych za skażone wokół Czarnobyla otrzymało w ciągu 20 lat 1986-2005 średnie dawki wynoszące 9 mSv, a 98 milionów ludzi w trzech państwach otrzymało średnio dawkę 1.3 mSv. Jest to nieznaczny wzrost w stosunku do dawki otrzymanej wskutek promieniowania tła naturalnego w tym okresie, to jest 50 mSv (str 54). UNSCEAR stwierdza, że o ile są oznaki, że dawki powyżej 0,1 Sv przy nagłym napromieniowaniu dużej populacji powodują wzrost częstości zachorowań i umieralności na nowotwory, o tyle ani studium zdrowia osób, które przeżyły wybuchy bomb atomowych ani żadne inne studia osób dorosłych nie dostarczyły dowodów na wzrost efektów karcynogennych przy dużo niższych dawkach (str. 64). Jako modele stosowane do oceny skutków promieniowania UNSCEAR wymienia nie tylko model LNT, ale i inne modele, wraz z modelami zakładającymi hormezę (str 64) i stwierdza, że „obecne dane epidemiologiczne nie dają żadnych podstaw by zakładać zwiększoną zachorowalność i umieralność na raka w kohortach rezydentów w obszarach trzech republik i innych krajów europejskich, którzy otrzymali łączne przeciętne dawki poniżej 30 mSv w ciągu 20 lat. (str 64) . W „Ogólnych wnioskach” UNSCEAR pisze tylko o 2 zgonach w czasie gaszenia pożaru i o 28 zgonach wskutek ostrego napromieniowania

<sup>155</sup> United Nations. Sources and Effects of Ionizing Radiation. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, 1994 Report to the General Assembly, with scientific annexes. United Nations sales publication E.94.IX.11. United Nations, New York, 1994

<sup>156</sup> Evolution of the System of Radiological Protection. Discussion of New ICRP Recommendations. Fourth Asian Conference, Tokyo, 13-14 December, 2007. OECD 2009, NEA No. 3636

<sup>157</sup> Sources and Effects of Ionizing radiation, UNSCEAR 2008 Report to the General Assembly with Scientific Annexes, Vol. II, Annex D, United Nations, New York 2011



ratowników, dodając, że „choć dalszych 19 ratowników umarło do 2006 roku, ich zgony były spowodowane różnymi przyczynami, i zwykle nie miały związku z narażeniem na promieniowanie” (str 64) . Poza zwiększoną częstością białaczki i katarakty wśród osób, które otrzymały duże dawki, nie ma innych efektów zdrowotnych, które można byłoby przypisać działaniu promieniowania (str. 64).

Również dyrektywa Unii Europejskiej przyjęta 29 września 2011 r.<sup>158</sup> nawet nie wymienia ani dawki kolektywnej, ani pojęcia LNT. Należy też wyraźnie stwierdzić, że raport SEA nie ustosunkowuje się co do prawdziwości lub nie hipotezy LNT. Jest to przedmiot sporów uczonych i sprawa pozostanie nierozstrzygnięta przez wiele lat. Natomiast w praktyce specjaliści jądrowi w każdym kraju, a z pewnością w Polsce, stosują konsekwentnie zasadę ALARA i będzie ona podstawą ochrony radiologicznej również w polskich elektrowniach jądrowych.

Stwierdzenia w SEA odnośnie możliwego zjawiska hormezy odnoszą się do realnej oceny skutków małych dawek promieniowania, potwierdzonych setkami badań działania małych dawek na duże populacje ludzi. Badania te dotyczyły zwiększonego tła promieniowania naturalnego, (np. w rejonach USA o wysokim tle promieniowania<sup>159 160 161 162</sup> rejonie Yang-jiang w Chinach<sup>163</sup>, Kerala w Indiach<sup>164</sup>, Ramsar w Iranie<sup>165</sup>, Guarapari w Brazylii), oraz dodatkowych dawek dla osób narażonych zawodowo (pracownicy stoczni Shippingport<sup>166</sup>, radiolodzy brytyjscy<sup>167</sup>, pracownicy przemysłu jądrowego<sup>168 169</sup>), pacjentów poddanych napromienianiu diagnostycznemu lub leczonych przy użyciu promieniowania<sup>170 171</sup> itd. Były też prowadzone badania typu case-control studies, np. badania wpływu radonu na raka płuc, w których badano 200 przypadków zachorowań i 397 przypadków kontrolnych uzyskując wyniki wskazujące na znacznie zmniejszoną umieralność na raka płuc wśród

---

<sup>158</sup> COUNCIL DIRECTIVE laying down basic safety standards for protection against the dangers arising from exposure to ionising radiation, Brussels, 29.9.2011, COM(2011) 593 adopted by the European Commission on 29 September 2011, [http://ec.europa.eu/energy/nuclear/radiation\\_protection/doc/com\\_2011\\_0593.pdf](http://ec.europa.eu/energy/nuclear/radiation_protection/doc/com_2011_0593.pdf)

<sup>159</sup> FRIGERIO, N.A., STOWE, R.S., “Carcinogenic and genetic hazards from background radiation”, in: Proc. of a Symp. on Biological Effects of Low-Level Radiation Pertinent to Protection of Man and His Environment , (Chicago 3-7 Nov. 1975), IAEA, Vienna (1976)

<sup>160</sup> HICKEY, R.J. et al. Low level ionizing radiation and human mortality: multi-regional epidemiological studies, Health Physics, Vol. 40, (May 1981) 625-641

<sup>161</sup> Sandquist G.M. et al., Assessing Latent Health Effects from U.S. Background Radiation, Proc. of ANS Meeting, Nov. 1997

<sup>162</sup> JAGGER J. Natural Background Radiation and Cancer Death in Rocky Mountain States and Gulf Coast States, Health Physics, October 1998, Vol. 75, No 4, 428-430

<sup>163</sup> Sun Q, et al.: Excess Relative Risk of Solid Cancer Mortality after Prolonged Exposure to Naturally Occurring High-Background Radiation in Yangjiang, China, Radiation Res. (Tokyo) 41, (2000) Suppl 433-52

<sup>164</sup> Nair MK, et al., Population study in the high natural background radiation area of Kerala, India. Radiat Res. 152, 145-148S, 199

<sup>165</sup> S. M. J. Mortazavi and P. A. Karam High Levels of Natural Radiation in Ramsar, Iran: Should Regulatory Authorities Protect the Inhabitants? <http://www.angelfire.com/mo/radioadaptive/ramsar.html>

<sup>166</sup> MATANOSKI, G.M., “Health effects of low-level radiation in shipyard workers- final report”, DOE DE-AC02-79 EV 10095, US Dept. of Energy, (1991).

<sup>167</sup> Berrington A, Darby SC, Weiss HA, Doll R. 100 years of observation on British radiologists: mortality from cancer and other causes 1897- 1997. Br J Radiol 2001;74:507, 19

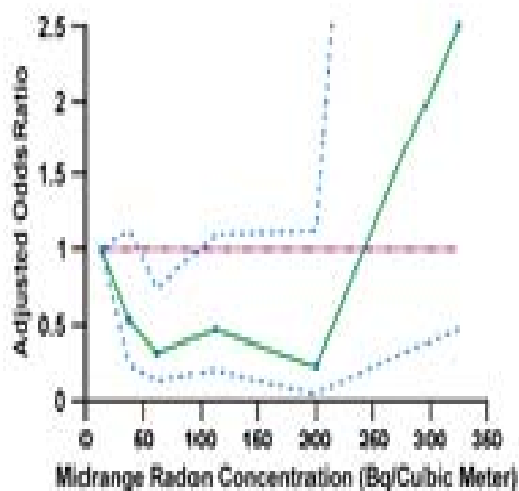
<sup>168</sup> CARDIS E. et al., “Combined analysis of cancer mortality among nuclear industry workers in Canada, UK and the USA”, IARC Techn. Report No. 25, Lyon, (1995).

<sup>169</sup> Fornalski, K. W. and Dobrzyński, L., Ionizing radiation and health of nuclear industry workers, Int. J. of Low Radiation, vol. 6, no 1, 2009, pp. 57-78 oraz Lagarde F.: Tiny excess relative risks hard to pin down, 5 August 2005, BMJ, <http://www.bmj.com/cgi/eletters/bmj.38499.599861.E0v1#114265>

<sup>170</sup> HALL, P., et al., Thyroid cancer after diagnostic administration of Iodine 131, Radiation Research, 145 (1996) 86-92

<sup>171</sup> Howe G.R., 'Lung cancer mortality between 1950 and 1987 after exposure to fractionated moderate dose rate ionizing radiation in the Canadian fluoroscopy cohort study and a comparison with lung cancer mortality in the atomic bomb survivors study', Radiation Research, 142, p295—304, 1995

osób mieszkających w domach o podwyższonym stężeniu radonu do około 75-100 Bq/m<sup>3</sup>, gdy poziom referencyjny wynosił poniżej 25 Bq/m<sup>3</sup><sup>172</sup> [Ryc. 15.1].



Ryc. 15.1 Względne prawdopodobieństwo zgonu na raka płuc w zależności od narażenia na promieniowanie radonu, badania Thompsona w Worcester County.

Takich wyników jest wiele i nie można ich pominąć przy omawianiu skutków małych dawek promieniowania. Starając się ograniczyć do minimum wszelkie dawki promieniowania powodowane przez energetyką jądrową, uważamy jednocześnie za słuszne, by informować ludność o wynikach istniejących badań skutków małych dawek promieniowania wykazujących, że nie powoduje ono wykrywalnych ujemnych skutków zdrowotnych.

Co do wyników badań w okolicy elektrowni jądrowych w Niemczech, sprawa zasługuje na osobne rozpatrzenie i przedstawimy je w punkcie 16.

**15B) PRZEDSTAWIENIE JAKO POZYTYWNYCH ODDZIAŁYWAŃ WYNIKAJACYCH Z LIKWIDACJI ELEKTROWNI JĄDROWYCH. NALEŻAŁOBY TO PRZEDSTAWIĆ JEDYNIEM JAKO „NEUTRALNE – TYM BARDZIEJ, ŻE NIE DA SIĘ W TAKI SPOSÓB CAŁKOWICIE WYRÓWNAĆ ŻADNEJ TAKIEJ INGERENCJI W ŚRODOWISKO.**

SEA przedstawiła możliwość likwidacji elektrowni jądrowej „do zielonego pola” jako pozytywny aspekt energetyki jądrowej ze względu na fakt, że energetyka jądrowa bierze pełną odpowiedzialność za swe odpady i za likwidację swych instalacji, podczas gdy wiele innych gałęzi przemysłu i energetyki nie zajmuje się sprawą ostatecznej likwidacji pozostałości po ich pracy.

Opis likwidacji instalacji jądrowych przedstawiono obszernie w Prognozie SEA.

[9, 159, 186, 189, 215]

## 16. ZACHOROWALNOŚĆ NA BIAŁACZKĘ W OKOLICY ELEKTROWNI JĄDROWYCH

### GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:

<sup>172</sup> Thompson RE, Nelson DF, Popkin JH, Popkin Z. Case-control study of lung cancer risk from residential radon exposure in Worcester county, Massachusetts. Source <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/18301096>

## STWIERDZONO ZWIĘKSZONĄ ZACHOROWALNOŚĆ NA BIAŁACZKĘ WŚRÓD DZIECI, ZAMIESZKUJĄCYCH W POBLIŻU ELEKTROWNI ATOMOWYCH.

[21, 34, 90]

Skupiska białaczki występują w różnych okolicach o zwiększonej przejściowo gęstości zaludnienia lub o dużym stopniu rotacji mieszkańców. Obserwowano je także w okolicy niektórych elektrowni jądrowych i instalacji przerobu paliwa wypalonego w La Hague we Francji i Sellafield w Wielkiej Brytanii. W przypadku Sellafield bardzo obszerne studia prowadzono przez wiele lat, nie znajdując związku obserwowanych białaczek z promieniowaniem, a w maju 2011 roku komitet naukowy COMARE powołany przez wielu laty przez rząd brytyjski ostatecznie stwierdził, że promieniowanie z instalacji jądrowych nie powoduje wzrostu częstości białaczek<sup>173</sup>.

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 do 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. Łączna liczba przypadków stwierdzonych 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, 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 (w oparciu o hipotezę że każda dawka jest szkodliwa - LNT) mogłyby spowodować ciekłe odpady radioaktywne normalnie wydzielane z zakładów przerobu wypalonego paliwa jądrowego wynosi 0,0009 przypadku wśród całej zagrożonej ludności i przez wszystkie lata działania zakładów. Ponadto, w okresie od 1979 do 1996 roku wystąpiły uwolnienia awaryjne, które mogły spowodować 0,0001 przypadku oraz pożar 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. Wyniki prac Komitetu wykazały, że uwolnienia radioaktywne z zakładów w La Hague nie były powodem wzrostu zachorowań na białaczkę u dzieci w okolicy zakładów<sup>174</sup>.

Podobnie wygląda sytuacja wokół zakładów przerobu paliwa wypalonego w Sellafield. Ognisko zwiększonej częstości występowania białaczki dziecięcej wykryto w Seascale w pobliżu tych zakładów. Szereg studiów wykazał, że nie są one skutkiem emisji substancji radioaktywnych z zakładów w Sellafield, a podobne ogniska istnieją w różnych rejonach świata. Gdy w latach 1990 -1992 wysunięto hipotezę, że wzrost zachorowań na białaczkę może być skutkiem mutacji komórek rozrodczych u ojców narażonych zawodowo na promieniowanie, podjęto badania kontrolne w wielkiej skali by sprawdzić tę hipotezę. Studium objęło 35 949 dzieci z chorobami nowotworowymi i ponad 120 000 pracowników zarejestrowanych w brytyjskim rejestrze osób narażonych zawodowo na promieniowanie.

---

<sup>173</sup> Nuclear power plants cleared of leukaemia link, Nature, 6 May 2011,

<http://www.nature.com/news/2011/110506/full/news.2011.275.html>

<sup>174</sup> 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

Wyniki wykazały, że nie ma związku przyczynowego między dawkami promieniowania otrzymywanymi przez rodziców, a białaczką i chłoniakiem nieziarnicznym u dzieci<sup>175</sup>. W szczególności, nie wykryto dowodów na wzrost ryzyka wśród ojców, którzy otrzymali skumulowane dawki przed poczęciem dziecka przekraczające 100 mSv, ani wśród tych, którzy otrzymali 10 mSv lub więcej w okresie 6 miesięcy przed poczęciem dziecka. Występowanie skupisk białaczki może wynikać ze spadku odporności i wzrostu narażenia na infekcję wskutek przemieszczeń i mieszania ludności<sup>176</sup>. Hipotezę tę poparł brytyjski Urząd Ochrony przed Promieniowaniem NRPB.

Wzrost częstości występowania białaczki dziecięcej i chłoniaka nieziarnicznego w rejonach o dużym mieszanym ludności zaobserwował także wybitny lekarz i epidemiolog brytyjski, sir Richar Doll<sup>177</sup>. Stwierdził on, że w powstających w dawnych rejonach wiejskich nowych miasteczkach, w populacjach, gdzie rodzice musieli dojeżdżać do pracy opuszczając swe dotychczasowe miejsce zamieszkania, w nowych miasteczkach i miastach powstających na wybrzeżu Morza Północnego, gdzie powstawał przemysł naftowy i zaplecze wydobywania gazu ziemnego, podobnie jak wokół nowego centrum zamieszkania koło Sellafield częstość występowania białaczki wśród dzieci w wieku od 0 do 14 lat była wyższa od średniej krajowej. Stosunek liczby przypadków zaobserwowanych do liczby przypadków oczekiwanych w danej populacji (oczekiwanej na podstawie znajomości średniej krajowej) wynosił średnio od 1,4 do 1,6, a w osiedlach o najwyższym ryzyku dochodził do 14. Dla porównania, w promieniu 10 km od Sellafield wartość średnia wynosiła 1,5, a wartość maksymalna 11,5.

Również i badania w USA potwierdzają, że w okręgach o znacznej migracji ludności występują statystycznie znaczące wyższe częstości białaczki dziecięcej.

Kinlen wysunął hipotezę, że w populacjach o wysokim napływie ludności spada odporność grupowa na czynniki infekcyjne. Potwierdzają to wyniki badań w szeregu nowych miast brytyjskich [Ryc. 16.1].

Profesor Doll potwierdził hipotezę Kinlena o wpływie mieszania się ludności na obniżenie odporności na poszczególne rodzaje białaczki. Przeciwnicy energetyki jądrowej zaatakowali te obserwacje twierdząc, że np. na wybrzeżu Morza Północnego powodem wzrostu zachorowań dzieci było narażenie rodziców na napromieniowanie podczas operacji sprawdzania spawów przy pomocy radiografii. Jednak to poszukiwanie radiacyjnych korzeni wzrostu białaczki w skupiskach mieszanej populacji ostatecznie odrzucono, gdy okazało się, że częstość białaczki dziecięcej wzrosła także o około 50% podczas II wojny światowej w rejonach wiejskich, do których przybywały znaczne ilości osób ewakuowanych z miast wskutek bombardowań<sup>178</sup>. Nie ma wątpliwości, że w czasie II wojny światowej nie było w Anglii elektrowni jądrowych, ani nie stosowano radiografii do kontroli szczelności baraków dla uchodźców.

Badania prowadzone w Wielkiej Brytanii w związku z obserwowanym wzrostem zachorowań na białaczkę dziecięcą w różnych rejonach, między innymi w rejonie Sellafield wykazały, że istotną

---

<sup>175</sup> COMARE, Committee on Medical Aspects of Radiation in the Environment, "Tenth Report, The incidence of childhood cancer around nuclear installations in Great Britain (2005) [www.comare.org.uk](http://www.comare.org.uk)

<sup>176</sup> Kinlen L. Epidemiological Evidence for an Infective Basis in Childhood Leukaemia: in "The Royal Society of Edinburgh's Symposium 'Leukaemia Clusters' 7 Dec. 1994.

<sup>177</sup> Doll R. The Seascale cluster: a probable explanation. *Br J Cancer* 1999; **81**:1-3 [[Medline](#)]

<sup>178</sup> Leukemia clusters, Occasional papers No 1, Leukemia Research Fund, the Royal Society of Edinburgh, 1994, page 8

przyczyną nie jest napromieniowania rodziców, lecz mieszanie ludności miejskiej i wiejskiej<sup>179</sup>. Znaczący wzrost zachorowań na białaczkę obserwowano w tak różnych sytuacjach połączonych z mieszaniem ludności jak powstawanie nowych miast w rejonach wiejskich<sup>180</sup>, napływ rekrutów do obozów wojskowych w rejonach wiejskich<sup>181</sup>, w rejonach Szkocji Północnej, na które wpłynął rozwój wydobywania ropy z Morza Północnego<sup>182</sup>, w rejonach nowych budów (nie-jądrowych)<sup>183</sup> a nawet w rejonach wiejskich, do których przybywały znaczne ilości dzieci ewakuowanych z rejonów narażonych na bombardowanie podczas II wojny światowej<sup>184</sup>. Zestawienie wskaźników w postaci stosunku O/E – (liczba przypadków obserwowanych O – *observed* do oczekiwanych E – *expected*) podaje [Tabela 16.1].

**Tabela 16.1 Wzrost występowania białaczki dziecięcej i chłoniaka nieziarniczego (O/E) w rejonach o dużym mieszanu ludności<sup>185</sup>**

Rejon	Cały obszar O/E (O <sup>x</sup> )		Rejon o najwyższym ryzyku	
Nowe miasteczka w rejonach wiejskich	1,6	(23)	7,0	(3)
Dojeżdżanie do pracy, wzrost	1,5	(79)	>7,0	(6)
Przemysł olejowy (Morze Północne)	1,5	(48)	14,4	(2)
Ośrodki budowlane na wsi	1,4	(130)	7,9	(5)
Rejon Sellafield do 10 km, 1950-83	1,5	(13)	11,5	(7)
Rejon Sellafield, do 10 km ,1984-93	1,9	(5)	6,7	(1)

O<sup>x</sup> Liczba zaobserwowanych przypadków, wiek 0-14 lat, podana w nawiasach

<sup>179</sup> Kinlen L. Epidemiological Evidence for an Infective Basis in Childhood Leukaemia: in "The Royal Society of Edinburgh's Symposium 'Leukaemia Clusters' 7 Dec. 1994.

<sup>180</sup> Kinlen LJ, Clarke K, Hudson C. Evidence from population mixing in British New Towns 1946–85 of an infective basis for childhood leukaemia. *Lancet*. 1990;336:577–582. [[PubMed](#)]

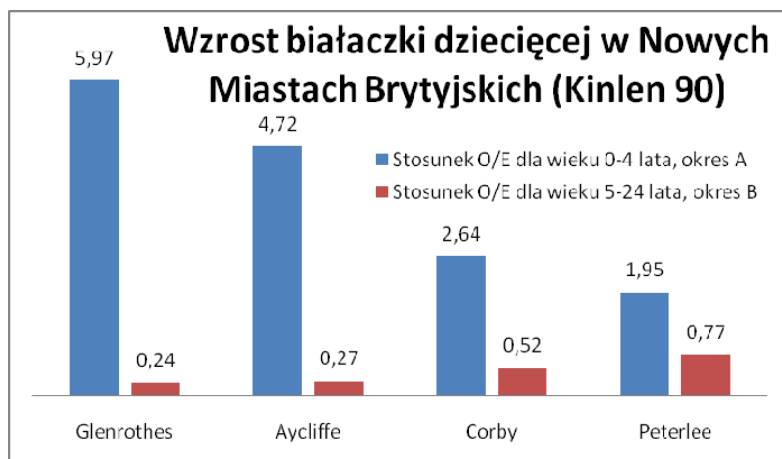
<sup>181</sup> Kinlen LJ, Hudson C. Childhood leukaemia and poliomyelitis in relation to military encampments in England and Wales in the period of national military service, 1950–63. *BMJ*. 1991;303:1357–1362

<sup>182</sup> Kinlen LJ, O'Brien F, Clarke K, Balkwill A, Matthews F. Rural population mixing and childhood leukaemia: effects of the North Sea oil industry in Scotland, including the area near Dounreay nuclear site. *BMJ*. 1993;306:743–748

<sup>183</sup> Kinlen LJ. Epidemiological evidence for an infective basis in childhood leukaemia. *Br J Cancer*. 1995;71:1–5. [[PMC free article](#)] [[PubMed](#)]

<sup>184</sup> Kinlen LJ, John SM. Wartime evacuation and mortality from childhood leukaemia in England and Wales in 1945–9. *BMJ*. 1994;309:1197–1202

<sup>185</sup> Doll R. The Seascale cluster: a probable explanation. *Br J Cancer* 1999; 81:1-3[[Medline](#)].



Ryc. 16.1 Wyniki badań brytyjskich wykazujące wpływ mieszania ludności w powstających nowych miastach<sup>186</sup>

Inną przyczyną jest status społeczny rodzin, w których występuje białaczka. Stiller i Boyle z Uniwersytetu w Oxfordzie i z uniwersytetu w Leeds<sup>187</sup> analizowali szczegółowo nie tylko wpływ migracji, ale i wpływ statusu społecznego rodzin. Jako miary tego statusu przyjęli oni trzy wskaźniki: - zatrudnienie, posiadanie własnego auta i posiadanie własnego domu. Badania objęły ponad 400 rejonów administracyjnych, podzielonych na trzy grupy – o najniższych, średnich i najwyższych nasileniach migracji, i innych wskaźników socjoekonomicznych. Okazało się, że przy średniej krajowej częstości zachorowań na białaczkę typu ALL (ostra białaczka limfoblastyczna) wynoszącej 48.7 zachorowań na milion w wieku 0-4 lat, średnia zachorowań w rejonach o najmniejszej migracji wyniosła 43.4, w rejonach o średniej migracji 49.5 i w rejonach o największej migracji 56.1. Sprawdzenie wskaźników dla migracji samych dzieci dało podobny wynik – częstość zachorowań wyniosła odpowiednio 41,3 rocznie, 50,3 oraz 54.1 rocznie na milion. Inne czynniki socjoekonomiczne grały mniejszą rolę, ale różnica częstości zachorowań między najniższą a średnią grupą socjoekonomiczną była też znacząca. Obserwacje brytyjskie są zgodne z danymi z USA, gdzie skupiska białaczki dziecięcej obserwowano w wielu miasteczkach o ludności napływowej, np. w Fallon, gdzie rocznie liczba nowych rekrutów w bazie wojskowej dochodzi do 50 000<sup>188 189</sup>. Poza Wielką Brytanią szereg studiów potwierdziło wpływ mieszania ludności na powstawania skupisk białaczki bez żadnego związku z promieniowaniem, w tym studia w Ontario, Canada<sup>190</sup>, w Hong Kongu<sup>191</sup>, w pobliżu La Hague, France<sup>192</sup>, w Grecji<sup>193</sup>, i w USA<sup>194</sup>).

<sup>186</sup> Kinlen L.J., Clarke K., Hudson C. Evidence from population mixing in British New Towns 1946-85 of an infective basis for childhood leukaemia, *The Lancet*, Vol. 336, p. 577-582, Sept. 8, 1990

<sup>187</sup> C.A.Stiller, O.J.Boyle Effect of population mixing and socioeconomic status in England and Wales, 1979-85, on lymphoblastic leukaemia in children, *BMJ* 1996, 313: 1297-1300, /23 November

<sup>188</sup> Kinlen L, Doll R. Population mixing and childhood leukaemia: Fallon and other US clusters. *Br J Cancer*. 2004;91:1-3. [[PMC free article](#)] [[PubMed](#)]

<sup>189</sup> Probability Estimates for the Unique Childhood Leukemia Cluster in Fallon, Nevada, and Risks near Other U.S. Military Aviation Facilities Craig Steinmaus, Meng Lu, Randall L. Todd, Allan H. Smith *Environmental Health Perspectives*, Vol. 112, No. 6 (May, 2004), pp. 766-771

<sup>190</sup> Koushik A, King WD, McLaughlin JR. An ecologic study of childhood leukaemia and population mixing in Ontario, Canada. *Br J Cancer*. 2001;86:483-490

<sup>191</sup> Alexander FE, Chan LC, Lam TH, Yuen P, Leung NK, Ha SY, Yuen HL, Li CK, Li CK, Lau YL, Greaves MF. Clustering of childhood leukaemia in Hong Kong: association with the childhood peak and common acute lymphoblastic leukaemia and with population mixing. *Br J Cancer*. 1997;75:457-763. [[PMC free article](#)] [[PubMed](#)]

<sup>192</sup> Boutou O, Guizard AV, Slama R, Pottier D, Spira A. Population mixing and leukaemia in young people around the La Hague nuclear waste reprocessing plant. *Br J Cancer*. 2002;87:740-745. [[PMC free article](#)] [[PubMed](#)]



Powyższe studia skupisk białaczki dziecięcej wykazują, że skupiska te występują w różnych rejonach, nie mających związku z elektrowniami lub innymi instalacjami jądrowymi. W opublikowanej w 2011 roku pracy Kinlena znajdujemy pełne uzasadnienie tego stwierdzenia<sup>195</sup>.

Tak więc dane o rzeczywistym narażeniu radiacyjnym ludności we Francji i w Wielkiej Brytanii nie potwierdzają hipotezy o wpływie promieniowania na rozwój białaczki.

Badania w Niemczech prowadzono trzykrotnie. 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-tu EJ w Niemczech w porównaniu z równoważnymi i podobnymi demograficznie rejonami. Głównym celem było zbadanie częstości 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 studium dotyczące białaczki u dzieci poniżej 5 lat mieszkających w promieniu 5 km zostały sprawdzone, częstości zachorowań okazały się nieco niższe niż w pierwszym studium i statystycznie nieznaczące<sup>196</sup>. Wydawało się, że sprawa została rozstrzygnięta na korzyść elektrowni jądrowych.

Ale w końcu XX wieku przeprowadzono trzecie studium, na wstępie którego grupa ekspertów rządowych wykluczyła z analizy część instalacji, mianowicie reaktory badawcze w Kahl, Jülich i Karlsruhe, 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 wybranej populacji instalacji jądrowych udało się wykazać wzrost ryzyka.

Należy dodać, że jak stwierdza G. Dallal, Kierownik Zespołu Biostatycznego w Tufts University w Bostonie, *“Cechą, która powoduje że 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... Zdziwiająca jest, gdy widzi się testy jednostronne w użyciu w XXI wieku.”*<sup>197</sup>

---

<sup>193</sup> Kinlen LJ, Petridou E. Childhood leukaemia and rural population movements: Greece, Italy, and other countries. *Cancer Causes Control*. 1995;6:445–450. [PubMed]

<sup>194</sup> Wartenberg D, Schneider D, Brown S. Childhood leukemia incidence and the population mixing hypothesis in US SEER data. *Br J Cancer*. 2004;90:1171–1176.

<sup>195</sup> L. Kinlen Childhood leukaemia, nuclear sites, and population mixing, *Br J Cancer*. 2011 January 4; 104(1): 12–18. <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3039801/>

<sup>196</sup> Peter Kaatsch et al.: Epidemiologische Studie zu Kinderkrebs in der Umgebung von Kernkraftwerken (KiKK Studie) UMWltforschungsplan des BundesuMWltministerium (UFOPLAN)N Reaktorsicherheit und Strahlenschutz Vorhaben Stsch 4334 2007 Bundesamt für Strahlenschutz

<sup>197</sup> G. E. Dallal, One Sided Tests <http://www.tufts.edu/~gdallal/onesided.htm>, in *The Little Handbook of Statistical Practice*.

Dr Dallal nie ma nic wspólnego z energetyką jądrową, jest tylko wybitnym specjalistą w zakresie badań epidemiologicznych. Aby nie być posądzonym o przekłamania w tłumaczeniu jego sformułowań, podaję je w przypisie w oryginale<sup>198</sup>. Można je też znaleźć w jego książce o metodach statystycznych, dostępnej w Internecie<sup>199</sup>

Ponadto specjaliści zwracają uwagę, że w omawianym studium wyniki dla otoczenia EJ były porównywane ze średnią dla ludności, a nie ze średnią dla podobnych miejscowości<sup>200</sup>. Otóż elektrownie jądrowe są zwykle lokowane w sąsiedztwie ośrodków przemysłowych, zawierających wiele fabryk, zakładów, rafinerii itp. Nie są to najbogatsze części kraju, ani nie oferują czystego wiejskiego powietrza. Tak więc mieszkanie obok elektrowni jądrowej w Niemczech oznacza mieszkanie w sąsiedztwie centrum przemysłowego, w sąsiedztwie wysokich kominów emitujących wszystkie zanieczyszczenia. Nic dziwnego, że porównanie stanu zdrowia ludzi w takich miejscach z przeciętną dla Niemiec wypada niekorzystnie dla tych ośrodków.

Niemiecka komisja potwierdziła, że dla wybranych rejonów 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<sup>201</sup>.

Warto to powtórzyć: Komisja NIE STWIERDZIŁA, że elektrownie jądrowe są przyczyną białaczki, co więcej, specjalnie oświadczyła, że promieniowanie NIE MOŻE być jej przyczyną. Potwierdził to także minister Sigmar Gabriel<sup>202</sup>. Ponadto komisja przypominała w podsumowaniu wyników poprzednich dwóch studiów, prowadzonych dla **wszystkich** EJ w Niemczech metodą testu dwustronnego, które **nie wykazały wzrostu zachorowań**. Komisja nie rozpatrywała też wpływu zjawiska migracji ludności, które jak stwierdzono poprzednio w innych krajach (W. Brytania, USA, Francja) powoduje wzrost częstości zachorowań.

Raport komitetu naukowego COMARE (Committee on Medical Aspects of Radiation in the Environment) opublikowany w maju 2011 roku poddaje w wątpliwość wyniki badań niemieckich. Alex Elliott, prezes COMARE i lekarz w klinice uniwersytetu w Glasgow twierdzi, że należy szukać innych przyczyn białaczki poza promieniowaniem. Najnowszy raport COMARE badał częstość występowania białaczki wśród dzieci poniżej 5 lat w sąsiedztwie 13 brytyjskich elektrowni jądrowych. Okazało się, że nie ma „znaczących związków”.

W Wielkiej Brytanii na białaczkę zachorowuje rocznie około 50 dzieci. W okresie 35 lat studiów znaleziono tylko 20 przypadków białaczki w promieniu 5 km od jakiegokolwiek elektrowni. Dlatego badania statystyczne są bardzo trudne. Wobec tego, że liczba chorych jest bardzo mała, możliwe jest, że efekty są zbyt małe, by można je było zmierzyć, ale z tego samego powodu całe zjawisko może być zbyt małe, by miało znaczenie. Wyniki te są sprzeczne z wnioskami studium niemieckiego, wg.

---

<sup>198</sup> “What damns one-tailed tests in the eyes of most statisticians is the demand that all differences in the unexpected direction—large and small—be treated as simply nonsignificant. I have never seen a situation where researchers were willing to do this in practice. ...It is surprising to see one-sided tests still being used in the 21-st century...”

<sup>199</sup> G. E. Dallal, Ph.D: The Little Handbook of Statistical Practice, [www.tufts.edu/~gdallal/LHSP.HTM](http://www.tufts.edu/~gdallal/LHSP.HTM)

<sup>200</sup> <http://depletedcranium.com/?p=339>  
[German Study finds Nuclear Energy Causes Leukemia... or maybe not...](http://www.dw-world.de/dw/article/0,2144,2994904,00.html) January 13th, 2008,

<sup>201</sup> Peter Kaatsch et al.: Epidemiologische Studie zu Kinderkrebs in der Umgebung von Kernkraftwerken (KiKK Studie) UMWlrforschungsplan des BundesuMWlftministerium (UFOPLAN)N Reaktorsicherheit und Strahlenschutz Vorhaben Stsch 4334 2007 Bundesamt für Strahlenschutz

<sup>202</sup> <http://www.dw-world.de/dw/article/0,2144,2994904,00.html>



którego dzieci mieszkające w sąsiedztwie elektrowni jądrowych dwakroć częściej chorują na białaczkę.

Raport COMARE zawiera krytykę stadium KiKK podkreślającą, że autorzy tego studium nie oceniali wpływu innych czynników poza promieniowaniem. W przypadku białaczki występuje znana zależność między zachorowaniami a statusem społeczno-ekonomicznym. Komitet COMARE analizował takie czynniki, natomiast w studium KiKK nie zrobiono tego.

Dla zilustrowania wpływu mieszania ludności na częstość zachorowań na białaczkę przytoczymy przypadek z USA z miasteczka Sierra Vista [Ryc. 16.2].



**Ryc. 16.2** Miasteczko Sierra Vista, USA.

Sierra Vista w USA, utworzone dzięki napływowi wysokokwalifikowanych pracowników technicznych ma 44 000 mieszkańców. 91.5 % osób powyżej 18 lat ma przynajmniej wykształcenie średnie a 25% dyplomy wyższej uczelni. Środowisko czyste. Mimo to, w latach 1995 - 2001 r wystąpiło 7 zachorowań na białaczkę dziecięcą, a w 2003 roku wystąpiły dalsze 3 przypadki. Łącznie dotychczas było 18 przypadków od 1995 do 2007 roku. Charakterystyczne czynniki socjo-ekonomiczne to mała liczebność dzieci w rodzinie i duże przemieszanie ludności, która napłynęła do Sierra Vista z różnych rejonów USA. Możliwe jest jednak także działanie skażeń chemicznych, np. wolframu, którego

stężenie jest większe niż przeciętne w okolicy. Dotychczas jednak takiego związku przyczynowego nie stwierdzono<sup>203</sup>.

W sumie, białaczka dziecięca może występować wskutek wielu różnych czynników środowiskowych i socjo-ekonomicznych. Przypisywanie jej skupisk wpływowi promieniowania z elektrowni jądrowych jest rażąco sprzeczne z wyraźnym oświadczeniem niemieckiej komisji, która zakończyła studium KKiK stwierdzeniem cytowanym powyżej „*promieniowanie z elektrowni jądrowych nie może być przyczyną tego wzrostu*”<sup>204</sup>.

## **17. ODDZIAŁYWANIE ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA POWIERZCHNIĘ ZIEMI I WODY**

### **GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ:**

17A) ŚCIEKI ZAWIERAJĄCE TRYT ZAGRAŻAJĄ ROLNICTWU ORAZ WODOM PODZIEMNYM. W PRZYPADKU AWARII NALEŻY ZASADNICZO ZAKŁADAĆ, ŻE ZOSTANIE WYWOŁANE POWAŻNE NIEBEZPIECZEŃSTWO.

17B) OPRÓCZ OBSZERNEGO SKAŻENIA GLEBY, ROŚLIN, LUDZI I ZWIERZĄT PROMIENIOWANIEM JONIZUJĄCYM, MOŻNA SPODZIEWAĆ SIĘ TAKŻE ODDZIAŁYWANIA NA ZASOBY WODNE, KTÓRE NALEŻY CHRONIĆ JAKO ELEMENT EKOSYSTEMU, PODSTAWĘ ŻYCIA CZŁOWIEKA, ŚRODOWISKO ŻYCIA ZWIERZĄT I ROŚLIN ORAZ JAKO DOBRO UŻYTKOWE.

17C) GDYBY W PRZYPADKU AWARII, OPRÓCZ ZANIECZYSZCZENIA WÓD POWIERZCHNIOWYCH DOSZŁO TAKŻE DO SKAŻENIA WÓD GRUNTOWYCH, ZAOPATRZENIE LUDNOŚCI W WODĘ PITNĄ BYŁOBY POWAŻNIE ZAGROŻONE.

17D) DLA WSZYSTKICH LOKALIZACJI MUSZĄ ZOSTAĆ WYKAZANE REZERWY WODY CHŁODNICZEJ, A JEŻELI NIE JEST TO MOŻLIWE, TO OKREŚLONE LOKALIZACJE MUSZĄ ZOSTAĆ WYKLUCZONE,

17E) SPOSÓB PRZEDSTAWIENIA EMISJI ODDZIAŁYWUJĄCYCH NA WODY NALEŻY ZWERYFIKOWAĆ I ZMIENIĆ ODPOWIEDNIO DO WYŻEJ WYKAZANYCH KWESTII,

17F) SKUTKI WYNIKAJĄCE Z POBIERANIA I ODPROWADZANIA WODY CHŁODNICZEJ NALEŻY USTALIĆ W ODNIESIENIU DO KONKRETNEJ LOKALIZACJI (SYSTEMY OTWARTE/ZAMKNIĘTE) UWZGLĘDNIAJĄC ODDZIAŁYWANIE NA EKOSYSTEM AKWATYCZNY,

17G) ODDZIAŁYWANIE NA JEDNOLITE CZĘŚCI WÓD PODZIEMNYCH W OBSZARZE PRZYGRANICZNYM ŁĄCZNIE Z „ZAGROŻONYMI JEDNOLITYMI CZĘŚCIAMI WÓD PODZIEMNYCH” I Z UWZGLĘDNIENIEM CELÓW WODNEJ DYREKTYWY RAMOWEJ.

**[21, 61, 86, 90, 108, 111, 113, 116, 123, 141, 146, 155, 157, 159, 174, 179-184, 191, 198, 211]**

<sup>203</sup> <http://www.familiesagainstcancer.org/?id=29>

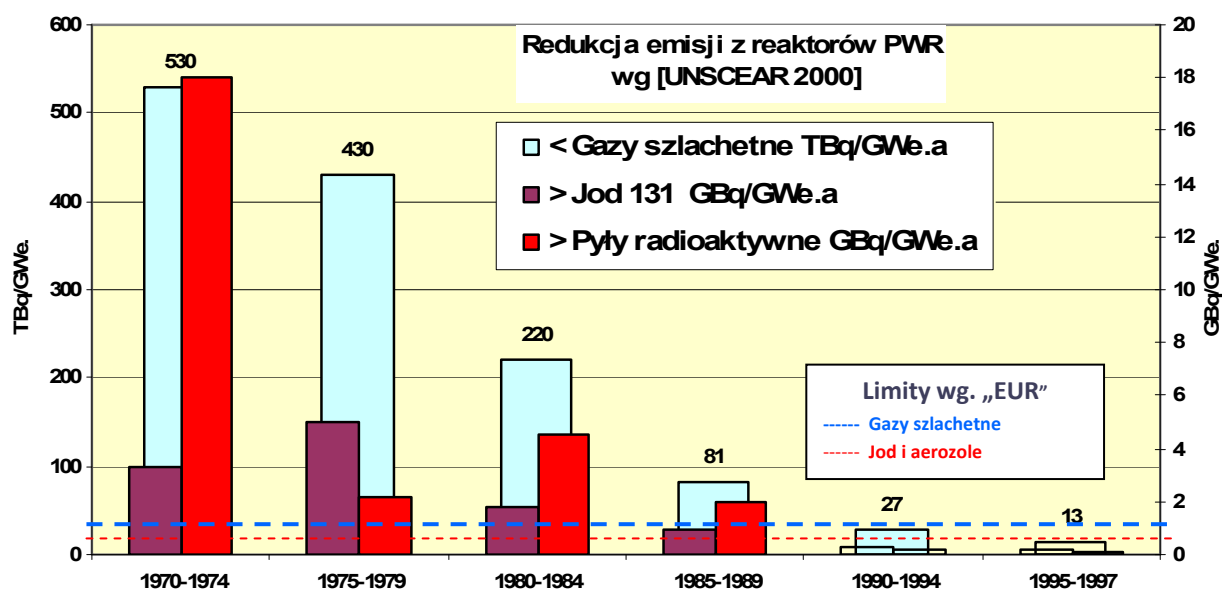
<sup>204</sup> Peter Kaatsch et al.: Epidemiologische Studie zu Kinderkrebs in der Umgebung von Kernkraftwerken (KiKK Studie) UMWlrforschungsplan des BundesuMWlministerium (UFOPLAN)N Reaktorsicherheit und Strahlenschutz Vorhaben Stsch 4334 2007 Bundesamt fur Strahlenschutz

**17A)** Tryt jest promieniotwórczym izotopem wodoru występującym w przyrodzie, przede wszystkim w wodzie morskiej, a w niewielkich ilościach występuje także w atmosferze. Emituje on niskoenergetyczne promieniowanie beta i jest **słabo-radiotoksyczny**. Tryt zawarty w wodzie (w postaci HTO i T<sub>2</sub>O) nie powoduje skażeń powierzchniowych, w postaci osadów na dnie zbiorników wodnych – w przeciwieństwie do ciężkich izotopów, takich jak izotopy radu Ra<sup>226</sup> i Ra<sup>228</sup> o **dużej radiotoksyczności** (uwalniane w znacznych ilościach wraz z zasolonymi wodami z odwadniania głębinowych kopalń, przede wszystkim węgla kamiennego).

W przypadku energetyki jądrowej najwięcej trytu w postaci ciekłej tworzy się w obiegu chłodzenia reaktorów wodno-ciśnieniowych (PWR – Pressurized Water Reactor), głównie w związku z wykorzystaniem kwasu borowego - do kompensacji zapasu reaktywności i regulacji oraz litu - do utrzymania pH w chłodziwie reaktora.

Jednakże w reaktorach nowej generacji znacznie zredukowano wytwarzanie i uwalnianie do środowiska trytu (podobnie zresztą jak wszystkich innych substancji promieniotwórczych - [Ryc. 17.1] w postaci ciekłej - 10 i więcej razy w porównaniu ze starszymi reaktorami, przez:

- zastosowanie tzw. wypalalnych trucizn (ang. *burnable poisons*) w paliwie jądrowym (z wykorzystaniem gadolinu),
- zastosowanie w kwasie borowym boru wzbogaconego do 30 - 40 % w izotop B-10,
- prowadzenie regulacji dobowych zmian mocy reaktora bez zmian stężenia kwasu borowego – tj. jedynie z wykorzystaniem prętów regulacyjnych.



Ryc. 17.1 Redukcja emisji z reaktorów PWR, dane liczbowe wg Raportu UNSCEAR<sup>205</sup> [emisje określone w TBq (dla gazów szlachetnych) oraz GBq (dla jodu i pyłów) na jednostkę energii elektrycznej wyprodukowanej w ciągu roku przy ciągłej mocy 1000 MWe. ]

Obszerne i szczegółowe informacje nt. oczekiwanych emisji trytu zostały podane w pkt 7.1.1.2.4.1, 7.1.1.3.4 i 7.1.1.5.2 „Prognozy...”. Maksymalne prognozowane roczne emisje trytu w zależności od typu reaktora wahają się w granicach od 3 do 13 TBq, przy czym dla reaktora EPR oczekiwana wartość

<sup>205</sup> UNSCEAR Report 2000: Sources and Effects of Ionizing Radiation.

(w oparciu o doświadczenie eksploatacyjne z francuskich elektrowni jądrowych i rozwiązania zastosowane w tym reaktorze) wynosi jedynie 0,5 TBq.

Tryt jest uwalniany do wód w bardzo małych stężeniach, a w przypadku lokalizacji elektrowni jądrowych odprowadzany jest bezpośrednio do morza (wszystkie obecnie rozważanych potencjalne lokalizacje 1-szej polskiej elektrowni jądrowej położone są nad Morzem Bałtyckim).

Emisja trytu z elektrowni jądrowych – nawet tych położonych nad rzekami – nie ma żadnego negatywnego wpływu na środowisko (co udowodniono zarówno w raportach oddziaływania na środowisko jak i wyniku przeprowadzanych badań). Tym bardziej nie ma znaczenia dla środowiska morskiego. Wykazały to inspekcje i pomiary prowadzone na morzu w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowych, w szczególności francuskich. Pomiary trytu nie wykazały obecności radionuklidów ponad poziom detekcji (37 Bq/litr wody w 2003 r.). Całkowita aktywność beta była stabilna (około 11 Bq/litr wody morskiej, maksymalnie 7 Bq/litr wody podskórnej pozostającej w kontakcie z wodą morską), była ona głównie powodowana aktywnością izotopu K-40. Obszerne informacje na temat badań skażeń środowiska morskiego podano w pkt. 7.7.1.3 „Prognozy...”.

Emisje trytu podczas normalnej eksploatacji elektrowni jądrowych bynajmniej więc nie zagrażają rolnictwu i wodom podziemnym, a w razie awarii – włączając ciężkie awarie (ang. *severe accidents*) ze stopieniem rdzenia reaktora (nawet całkowitym) – rozwiązania techniczne zastosowane w reaktorach generacji III i III+ zapewniają ochronę obudowy bezpieczeństwa reaktora (ang. *containment*) przed uszkodzeniem, w szczególności przed jej przetopieniem przez materiał stopionego rdzenia. W związku z tym nawet w razie ciężkiej awarii jest praktycznie wykluczone bezpośrednie skażenie wód podziemnych jakimikolwiek substancjami promieniotwórczymi.

Oddziaływanie na środowisko emisji trytu jest też całkowicie nieistotne, w porównaniu z emisjami substancji promieniotwórczych z elektrowni węglowych, a także kopalń węgla kamiennego. Elektrownie węglowe emitują do środowiska<sup>206</sup> duże ilości substancji promieniotwórczych zawartych w węglu, zaś kopalnie znaczne ilości izotopów radu w wodach z odwodnień kopalń. Radionuklidy te – podobnie jak wszystkie inne odpady emitowane przez energetykę węglową i kopalnie – są w sposób zupełnie niekontrolowany rozpraszane w środowisku.<sup>207</sup>

**17B)** Jak wykazano w pkt 17A), zarzut „obszernego skażenia gleby, roślin, ludzi i zwierząt promieniowaniem jonizującym” jest nieuzasadniony<sup>208</sup>.

Jeśli natomiast chodzi o ochronę wód to informujemy, że w Polsce szczegółowe i rygorystyczne regulacje w tym zakresie, w pełni zgodne z odpowiednimi regulacjami UE – w tym w szczególności z Ramową Dyrektywą Wodną (2000/60/WE), zawarte są w przepisach ustawy Prawo wodne<sup>209</sup> i Prawo ochrony środowiska oraz w stosownych aktach wykonawczych do tych ustaw. Warto w tym kontekście odnotować, że w szczególności polskie Prawo wodne zabrania wprowadzania do

<sup>206</sup> Oczywiście oprócz SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, oraz rakotwórczych pyłów - zawierających też substancje trujące jak arsen lub kadm, a także znaczące ilości trującej i rakotwórczej rtęci.

<sup>207</sup> W raporcie UNSCEAR (Sources and Effects of Ionising Radiation. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. 2000) energetyka konwencjonalna, której podstawę stanowi spalanie surowców kopalnych, jest wymieniona jako jedno z najistotniejszych, a na pewno, najbardziej rozpowszechnionych źródeł odpadów zawierających znacznie podwyższone zawartości naturalnych izotopów promieniotwórczych.

<sup>208</sup> *Nota bene:* sformułowanie „skażenie ... promieniowaniem jonizującym” zdradza niekompetencję autorów tego zarzutu w zakresie podstawowych pojęć stosownych w dziedzinie ochrony przed promieniowaniem.

<sup>209</sup> OBWIESZCZENIE MARSZAŁKA SEJMU RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ z dnia 10 stycznia 2012 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo wodne (Dz. U. z 2012 r., Nr 0, poz. 145).

naturalnych jezior wód chłodniczych o temperaturze przekraczającej 26 °C, co w praktyce uniemożliwia stosowanie otwartych obiegów chłodzenia z wykorzystaniem wód jeziornych. Na straży przestrzegania tych przepisów stoją odpowiednie państwowe instytucje nadzorczo-kontrolne, takie jak: Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska i regionalne dyrekcje ochrony środowiska, oraz Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej i regionalne zarządy gospodarki wodnej (kompetencje tych organów zostały opisane w rozdziale 14, pkt 14A)).

Zapotrzebowanie na wodę chłodzącą przez elektrownie jądrowe jest o ok. 20-30% większe niż konwencjonalnych elektrowni ciepłych o tej samej mocy, więc w istocie skala zapotrzebowania na wodę chłodzącą jest podobna. Przy projektowaniu układów chłodzenia dla polskich elektrowni jądrowych oraz ich eksploatacji zostaną zastosowane najlepsze aktualnie dostępne i stosowane na świecie technologie i praktyki (ang. *Best Available Techniques – BAT*), w szczególności m.in. takie jak opisano w raporcie opublikowanym przez Komisję Europejską<sup>210</sup>. Wykorzystanie nowoczesnych rozwiązań, opartych o najlepsze światowe wzory i praktyki, umożliwi zminimalizowanie niekorzystnego oddziaływanie układów chłodzenia elektrowni jądrowych na środowisko.

Oczywiście w odniesieniu do konkretnych elektrowni jądrowych, zlokalizowanych w optymalnie wybranych lokalizacjach i w konkretnej technologii (a zarówno lokalizacja jak i technologia dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej zostanie wybrana najwcześniej pod koniec 2014 r.) zostanie przeprowadzona szczegółowa ocena oddziaływania na środowisko, ze szczególnym uwzględnieniem kwestii chłodzenia, w ramach postępowania o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach tego przedsięwzięcia. Zostanie więc opracowany odpowiedni raport o oddziaływaniu na środowisko, oraz (konkretne) przedsięwzięcie inwestycyjne zostanie poddane konsultacjom społecznym krajowym, a także w kontekście transgranicznym<sup>211</sup>.

**17C)** Jak napisano powyżej, w razie awarii – włączając ciężkie awarie (ang. *severe accidents*) ze stopieniem rdzenia reaktora (nawet całkowitym) – rozwiązania techniczne zastosowane w reaktorach generacji III i III+ zapewniają ochronę obudowy bezpieczeństwa reaktora (ang. *containment*) przed uszkodzeniem, w szczególności przed jej przetopieniem przez materiał stopionego rdzenia. W związku z tym nawet w razie ciężkiej awarii jest praktycznie wykluczone bezpośrednie skażenie wód podziemnych jakimikolwiek substancjami promieniotwórczymi. Natomiast wykorzystanie wód podziemnych przez ludność mogłoby zostać czasowo ograniczone (lokalnie w odległości do 3 kilometrów od reaktora - zgodnie z wymaganiami dokumentu „EUR”<sup>212</sup>) na skutek awaryjnej emisji substancji promieniotwórczych do atmosfery i następnie ich przeniknięcia do wód podziemnych.

**17D)** Uwaga ta jest słuszna, lecz jest całkowicie oczywiste, że elektrownia jądrowa może być zlokalizowana jedynie w miejscu gdzie są wystarczające zasoby wód do chłodzenia, a niewystarczalność zasobów wodnych dyskwalifikuje określoną lokalizację. Wymóg zbadania

---

<sup>210</sup> Komisja Europejska: Zintegrowane Zapobieganie i Ograniczanie Zanieczyszczeń (IPCC). Dokument referencyjny BAT dla najlepszych dostępnych technik w przemysłowych systemach chłodzenia. Grudzień 2001. Ministerstwo Środowiska. Warszawa, styczeń 2004. (tytuł oryginału: *Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems*).

<sup>211</sup> Zgodnie z ustawą z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2008 r., Nr 199, poz. 1227, z późn. zm.)

<sup>212</sup> European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision C. April 2001.

wystarczalności zasobów wody chłodzącej zwarty jest w szczególności w polskim „rozporządzeniu lokalizacyjnym”<sup>213</sup> (§2 pkt 4 lit. e):

**§ 2.** *Szczegółowy zakres przeprowadzania oceny terenu przeznaczanego pod lokalizację obiektu jądrowego obejmuje:*

(...)

4) *z zakresu hydrologii i meteorologii:*

(...)

*e) charakterystykę systemów chłodzenia obiektu jądrowego, w tym, w zależności od przewidywanego systemu chłodzenia, wydatek wody chłodzącej, straty bezzwrotne, strefę chłodzenia, warunki hydrotermiczne akwenu, systemy odsalania i uzdatniania, a także dostęp do wody w ilości wystarczającej na potrzeby chłodzenia obiektu jądrowego,.*

**17E), 17F) i 17G)** Przedstawienie potencjalnych oddziaływań różnych typów układów chłodzenia elektrowni jądrowych na środowisko, związanych z odprowadzaniem ciepła jak też z emisjami substancji chemicznych, jest w „Prognozie...” wystarczająco szczegółowe – jak na obecny (wstępny) etap planowania i wyboru lokalizacji.

W latach 2013-2014 zostaną przeprowadzone szczegółowe badania i analizy lokalizacyjne potencjalnych lokalizacji (Gąski, Choczewo i Żarnowiec, plus ew. dodatkowa lokalizacja – prawdopodobnie Kopań) – celem wybrania optymalnej lokalizacji dla 1-szej polskiej elektrowni jądrowej (EJ). Wyniki tych badań i analiz zostaną następnie wykorzystane do opracowania raportu lokalizacyjnego i raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla wybranej lokalizacji EJ. Oddziaływanie konkretnej elektrowni jądrowej (tj. w konkretnej lokalizacji oraz określonej technologii i konfiguracji) na środowisko zostanie szczegółowo określone w raporcie oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko wymaganym do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Analizy zawarte w raporcie o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko dla konkretnej EJ obejmować będą oczywiście także jej oddziaływanie na jednolite części wód podziemnych, łącznie z ich zagrożonymi częściami, z uwzględnieniem także celów określonych w Ramowej Dyrektywie Wodnej (2000/60/WE), której wymagania zostały transponowane do polskiego Prawa wodnego.

Każda planowana budowa konkretnej elektrowni jądrowej zostanie poddana oddzielnym konsultacjom krajowym i transgranicznym.

Warto także wyraźnie podkreślić, iż polskie prawodawstwo (ustawa OOŚ) gwarantuje, że jeżeli z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (procedury EIA) wynika, że przedsięwzięcie może spowodować nieosiągnięcie celów środowiskowych zawartych w planie gospodarowania wodami na obszarze dorzecza organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach odmawia zgody na realizację przedsięwzięcia<sup>214</sup>!

---

<sup>213</sup> Rozporządzenie Rady Ministrów (projekt) w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczanego pod lokalizację obiektu jądrowego, oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego („rozporządzenie lokalizacyjne”). Projekt tego rozporządzenia został 3.07.2012 r. zaakceptowany przez Komisję Europejską i zostanie ono ostatecznie przyjęte i wydane najprawdopodobniej we wrześniu 2012 r.

<sup>214</sup> O ile nie zachodzą przesłanki, o których mowa w art. 38j ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. - Prawo wodne.



## 18. ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA SZKODY JĄDROWE

### GŁÓWNE TEZY Z UWAG STRONY NIEMIECKIEJ

- BRAK OMÓWIENIA W PROGRAMIE PPEJ I PROGNOZIE SEA ODPOWIEDZIALNOŚCI ZA SZKODY JĄDROWE

[53, 156, 163, 169, 170]

Odpowiedzialność cywilna za szkody jądrowe została w Polsce uregulowana w znowelizowanej 13.05.2011 r. ustawie Prawo atomowe<sup>215</sup>, zgodnie z postanowieniami Konwencji Wiedeńskiej o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową z 23.05.1963 r. wraz z protokołem zmieniającym Konwencję Wiedeńską o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową z 12.09.1997 r.

Polska przystąpiła do Konwencji Wiedeńskiej (złożenie dokumentu o przystąpieniu 23.01.1990 r.) i formalnie jest jej stroną od 23.04.1990 r.<sup>216</sup>, a następnie (14.05.2010 r.) Polska przystąpiła także do protokołu zmieniającego Konwencję Wiedeńską<sup>217</sup>.

W zakresie odpowiedzialności cywilnej za szkody jądrowe przepisy Prawa atomowego stanowią w szczególności co następuje:

**Art. 102. 1.** *Granicy odpowiedzialności osoby eksploatującej za szkodę jądrową jest kwota stanowiąca równowartość w złotych 300 000 000 SDR<sup>218</sup>.*

*2. Jeżeli roszczenia z tytułu szkody jądrowej przekraczają kwotę, o której mowa w ust. 1, osoba eksploatująca ustanawia fundusz ograniczenia odpowiedzialności. Do postępowania w sprawie ustanowienia funduszu i jego podziału stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu morskiego o ograniczeniu odpowiedzialności za roszczenia morskie<sup>219</sup>, (...).*

**Art. 103. 1.** *Osoba eksploatująca jest obowiązana do zawarcia umowy ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej za wyrządzoną szkodę jądrową.*

*2. W przypadku transportu materiału jądrowego z urzędnia jądrowego, osoba eksploatująca, niezależnie od obowiązku, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązana do zawarcia umowy ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową wyrządzoną w czasie transportu.*

*3. Obowiązek zawarcia umowy ubezpieczenia, o którym mowa w ust. 1, powstaje nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozruchu urzędnia jądrowego, a w przypadku urzędzeń niewymagających rozruchu, nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia eksploatacji urzędnia jądrowego.*

---

<sup>215</sup> Jednolity tekst ustawy Prawo atomowe został ogłoszony w obwieszczeniu Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 24.01.2012 r., które zostało opublikowane w dniu 13.03.2012 r. w Dz. U. z 2012 r. Nr 0, poz. 264.

<http://www.dziennikustaw.gov.pl/DU/2012/264/1>

<sup>216</sup> Dz. U. z 1990 r. Nr 63, poz. 370 i 371.

<sup>217</sup> Dz. U. z 2010 r. Nr 4, poz. 9.

<sup>218</sup> SDR – Special Drawing Right (jednostka rozliczeniowa Międzynarodowego Funduszu Walutowego – unit of account defined by the International Monetary Fund).

<sup>219</sup> Chodzi o przepisy: art. 97-102 Ustawy z 13.09.2001 r. – Kodeks morski (Dz. U. z 2009 r. Nr 217, poz. 1689); oraz art. 11 i 12 Konwencji o ograniczeniu odpowiedzialności za roszczenia morskie z 19.11.1976 r. (akt przystąpienia Polski: Dz. U. z 1986 r. Nr 35, poz. 175).

4. Obowiązek zawarcia umowy ubezpieczenia, o którym mowa w ust. 2, powstaje nie później niż w dniu poprzedzającym dzień rozpoczęcia transportu materiału jądrowego z urzędnia jądrowego.

5. Ubezpieczeniem odpowiedzialności cywilnej, o którym mowa w ust. 1 i 2, jest objęta odpowiedzialność cywilna osoby eksploatującej za szkody jądrowe wyrządzone w okresie trwania ochrony ubezpieczeniowej. Zakład ubezpieczeń nie może umownie ograniczyć wypłaty odszkodowań.

6. Z zastrzeżeniem ust. 7 minimalna suma gwarancyjna ubezpieczenia obowiązkowego, o którym mowa w ust. 1 i 2, w odniesieniu do jednego zdarzenia, którego skutki są objęte umową ubezpieczenia, wynosi równowartość w złotych 300 000 000 SDR.

7. Minimalna suma gwarancyjna ubezpieczenia obowiązkowego:

1) o którym mowa w ust. 1, dla reaktora badawczego oraz dla urzędnia jądrowego, w którym jest przechowywany lub składowany materiał jądrowy pochodzący z reaktora badawczego,

2) o którym mowa w ust. 2, w przypadku transportu materiału jądrowego pochodzącego z urzędzeń jądrowych, o których mowa w pkt 1

– w odniesieniu do jednego zdarzenia, którego skutki są objęte umową ubezpieczenia, nie może być niższa od kwoty stanowiącej równowartość w złotych 400 000 SDR, ani wyższa od kwoty stanowiącej równowartość w złotych 5 000 000 SDR.

**Art. 103c.** 1. Jeżeli wypadek jądrowy, oprócz szkody w mieniu lub środowisku, wyrządził również szkodę na osobie, 10% sumy gwarancyjnej ubezpieczenia przeznaczona jest na zabezpieczenie roszczeń z tytułu szkody jądrowej na osobie.

2. Jeżeli w okresie 5 lat od dnia wypadku jądrowego roszczenia z tytułu szkody na osobie dochodzone od osoby eksploatującej nie przewyższają łącznie sumy gwarancyjnej przeznaczonej wyłącznie na zaspokojenie takich roszczeń, pozostała część sumy gwarancyjnej będzie przeznaczona na zaspokojenie roszczeń z tytułu szkody w mieniu lub w środowisku, a także roszczeń z tytułu szkody na osobie, dochodzonych przed upływem 10 lat od dnia wypadku jądrowego.

3. Skarb Państwa gwarantuje wypłatę odszkodowania z tytułu szkody jądrowej:

1) do wysokości kwoty, o której mowa w art. 102 ust. 1, oraz

2) w zakresie, w jakim szkoda nie została zaspokojona przez zakład ubezpieczeń z tytułu zawartej umowy ubezpieczenia, o której mowa w art. 103, a w przypadkach, o których mowa w art. 98 ust. 2 pkt 2<sup>220</sup> ustawy z dnia 22 maja 2003 r. o ubezpieczeniach obowiązkowych, Ubezpieczeniowym

---

<sup>220</sup> Przywołane przepisy wzmiankowanej ustawy mają następujące brzmienie:

Art. 98 ust. 2 pkt 2:

„2. W przypadku ogłoszenia upadłości zakładu ubezpieczeń albo oddalenia wniosku o ogłoszenie upadłości zakładu ubezpieczeń lub umorzenia postępowania upadłościowego, jeżeli majątek dłużnika oczywiście nie wystarcza nawet na zaspokojenie kosztów postępowania upadłościowego albo w przypadku zarządzenia likwidacji przymusowej zakładu ubezpieczeń, jeżeli roszczenia osób uprawnionych nie mogą być pokryte z aktywów stanowiących pokrycie rezerw techniczno-ubezpieczeniowych, do zadań Funduszu należy również zaspokajanie roszczeń osób uprawnionych z:



*Funduszu Gwarancyjnym i Polskim Biurze Ubezpieczycieli Komunikacyjnych (Dz. U. Nr 124, poz. 1152, z późn. zm.), w zakresie, w jakim szkoda nie została zaspokojona przez zakład ubezpieczeń oraz Ubezpieczeniowy Fundusz Gwarancyjny.*

**Art. 104. 1.** *Roszczenie o odszkodowanie z tytułu szkody jądrowej może być dochodzone bezpośrednio od zakładu ubezpieczeń.*

**Art. 106. 1.** *W przypadku gdy szkoda jądrowa powstała w wyniku wypadku jądrowego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, sądami właściwymi do rozpatrywania pozwów w sprawach odszkodowań za szkody jądrowe są sądy okręgowe.*

*2. W sprawach postępowania w zakresie odszkodowań stosuje się przepisy Kodeksu postępowania cywilnego.*

*3. W przypadku gdy szkoda jądrowa powstała w wyniku wypadku jądrowego poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, właściwość sądów do rozpatrywania pozwów w sprawach odszkodowań za szkody jądrowe określa Konwencja wiedeńska o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową, sporządzona w Wiedniu dnia 21 maja 1963 r. (Dz. U. z 1990 r. Nr 63, poz. 370 i 371 oraz z 2011 r. Nr 4, poz. 9).*

Tak więc w Polsce odpowiedzialność cywilna za szkody jądrowe została ustalona zgodnie z zasadami międzynarodowymi, a mianowicie:

- 1) granica odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową eksploatatora elektrowni jądrowej została ustalona na 300 mln SDR (art. 102 ust. 1 ustawy Prawo atomowe<sup>221</sup>), na taką gwarancyjną sumę jest on zobowiązany do zawarcia umowy ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową (art. 103 ust. 1 i 6 ustawy);
- 2) na wypadek gdyby roszczenia z tytułu szkody jądrowej przekroczyły powyższą kwotę eksploatatora elektrowni jądrowej ustanawia fundusz ograniczenia odpowiedzialności (art. 102 ust. 2);
- 3) Skarb Państwa gwarantuje wypłatę odszkodowania z tytułu szkody jądrowej:

---

(...),

*2) umów ubezpieczeń obowiązkowych, o których mowa w art. 4 pkt 4, oraz umów ubezpieczenia na życie, w wysokości 50% wierzytelności, do kwoty nie większej niż równowartość w złotych 30.000 euro według średniego kursu ogłaszanego przez Narodowy Bank Polski obowiązującego w dniu ogłoszenia upadłości, oddalenia wniosku o ogłoszenie upadłości lub umorzenia postępowania upadłościowego albo w dniu zarządzenia likwidacji przymusowej,*

Art. 5 pkt 4:

*„Ubezpieczeniami obowiązkowymi są:*

(...),

*4) ubezpieczenia wynikające z przepisów odrębnych ustaw lub umów międzynarodowych ratyfikowanych przez Rzeczpospolitą Polską, nakładających na określone podmioty obowiązek zawarcia umowy ubezpieczenia.”*

<sup>221</sup> Zgodnie z art. 7 ust. 1 protokołu zmieniającego Konwencję Wiedeńską o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową z 12.09.1997 r.

- do wysokości 300 mln SDR, oraz
- w zakresie w jakim szkoda nie została zaspokojona przez zakład ubezpieczeń z tytułu zawartej umowy ubezpieczenia, a w przypadkach upadłości lub przymusowej likwidacji zakładu ubezpieczeń przez zakład ubezpieczeń oraz Ubezpieczeniowy Fundusz Gwarancyjny;
- roszczenie o odszkodowanie z tytułu szkody jądrowej może być dochodzone bezpośrednio od zakładu ubezpieczeń.