

**PISEMNE PODSUMOWANIE ZAWIERAJĄCE  
WYNIKI STRATEGICZNEJ OCENY  
ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO  
ORAZ UZASADNIENIE WYBORU PROGRAMU  
POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ**

**INDEX SKRÓTÓW..... 4**

**1. PODSUMOWANIE PRZEBIEGU STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO ... 5**

**2. UZASADNIENIE PRZYJĘCIA PROGRAMU W KONTEKŚCIE NAJWAŻNIEJSZYCH UWAG, WNIOSKÓW I USTALEŃ WYNIKAJĄCYCH Z PRZEPROWADZONEJ STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO ..... 9**

2.1. SPRZECIW I OBAWA CZĘŚCI SPOŁECZEŃSTWA DLA WDRAŻANIA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE.....	10
2.2. UWAGI DO POSTĘPOWANIA W SPRAWIE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO I OCENY ODDZIAŁYWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA NA ŚRODOWISKO .....	11
2.3. ZAŁOŻENIA EKONOMICZNE I WYNIKI ANALIZ PODSEKTORA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZAWARTE W PROGRAMIE I PROGNOZIE .....	16
2.4. WARIANTY ALTERNATYWNE DLA PPEJ .....	61
2.5. WPŁYW ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA ZMNIĘSZENIE WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH I REDUKCJĘ EMISJI CO <sub>2</sub> .....	94
2.6. ODDZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI JĄDROWYCH.....	115
2.7. ODDZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z CYKLU PALIWOWEGO .....	158
2.8. ODDZIAŁYWANIA STANÓW AWARYJNYCH W ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH.....	180
2.9. ZAGROŻENIA ZEWNĘTRZNE DLA ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	201
2.10. NADZÓR NAD BEZPIECZEŃSTWEM ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE .....	211
2.11. SZCZEGÓŁOWE DANE NA TEMAT ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH I PRZYJĘTYCH KRYTERIÓW WYBORU LOKALIZACJI .....	223
2.12. ZAGADNIENIE ROZWOJU KADR .....	233

**3. OPIS ZMIAN WPROWADZONYCH DO PROGNOZY W WYNIKU POSTĘPOWANIA W SPRAWIE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO .....239**

**4. OPIS SPOSOBU UWZGLĘDNIENIA USTALEŃ WYNIKAJĄCYCH ZE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO W OSTATECZNEJ WERSJI PROGRAMU POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ .....240**

**5. PROPOZYCJE DOTYCZĄCE METOD I CZĘSTOTLIWOŚCI PRZEPROWADZANIA MONITORINGU SKUTKÓW REALIZACJI POSTANOWIEŃ DOKUMENTU.....247**

5.1. OCHRONA ŚRODOWISKA I ZDROWIA LUDNOŚCI W REJONIE LOKALIZACJI ELEKTROWNI JĄDROWYCH PRZED PROMIENIOWANIEM JONIZUJĄCYM ORAZ INNYMI SZKODLIWYMI ODDZIAŁYWANAMI ZWIĄZANYMI Z ICH BUDOWĄ, ROZRUCHEM, EKSPLOATACJĄ I LIKWIDACJĄ .....	247
5.2. BADANIA STANU ŚRODOWISKA W REJONIE LOKALIZACJI ELEKTROWNI JĄDROWYCH PO USTALENIU LOKALIZACJI A PRZED ROZPOCZĘCIEM BUDOWY ORAZ PODCZAS BUDOWY (PRZED ROZRUCHEM).....	249

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru  
Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

5.3. MONITORING WPŁYWU ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA ŚRODOWISKO NA ETAPACH ROZRUCHU, EKSPLOATACJI I LIKWIDACJI.....	251
--	-----

**6. SPISY .....254**

6.1. SPIS RYCIN .....	254
6.2. SPIS TABEL .....	258
6.3. SZCZEGÓŁOWY SPIS TREŚCI .....	259

## INDEX SKRÓTÓW

<b>ExternE</b>	External costs of Energy = Koszty zewnętrzne wytwarzania energii
<b>EJ</b>	Elektrownia Jądrowa
<b>EIA</b>	Environmental Impact Assessment
<b>GeoSOP</b>	głębokie składowisko odpadów promieniotwórczych – (zlokalizowane w strukturach skalnych)
<b>JCWP</b>	Jednolita część wód powierzchniowych
<b>JCWpd</b>	Jednolita część wód podziemnych
<b>KSOP</b>	Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych
<b>OOŚ</b>	Ocena Oddziaływania na Środowisko
<b>OZE</b>	Odnawialne Źródła Energii
<b>PGWO</b>	Plan gospodarowania wodami na obszarze dorzecza Odry
<b>PGWW</b>	Plan gospodarowania wodami na obszarze dorzecza Wisły
<b>PEJ</b>	Program Rozwoju Energetyki Jądrowej
<b>RDW</b>	Dyrektywa 2000/60/WE (Ramowa Dyrektywa Wodna)
<b>SCWP</b>	Scalona część wód powierzchniowych
<b>SEA</b>	Strategic Environmental Assessment = Strategiczna Ocena Oddziaływania na Środowisko
<b>SOOŚ</b>	Strategiczna Ocena Oddziaływania na Środowisko
<b>SOP</b>	składowisko odpadów promieniotwórczych
<b>USTAWA</b>	Ustawa 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 [jednolity tekst ustawy Dz. U. 2013 poz. 1235]
<b>US NRC</b>	United States Nuclear Regulatory Commission = Amerykańska Komisja Regulacji Energetyki Jądrowej

## 1. PODSUMOWANIE PRZEBIEGU STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

**13 stycznia 2009 r.** uchwałą Rady Ministrów nr 4/2009 z w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej podjęto decyzję o opracowaniu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, o następującej treści:

*„W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz uwzględniając rozwój gospodarczy, przygotowany i wdrożony zostanie program polskiej energetyki jądrowej. Pełnomocnik rządu do spraw polskiej energetyki jądrowej przygotowuje i przedstawi Radzie Ministrów projekt tego programu, który określać będzie liczbę, wielkość i możliwe lokalizacje elektrowni jądrowych. Rząd zobowiązuje także ministra skarbu państwa do zapewnienia współpracy PGE Polskiej Grupy Energetycznej SA przy przygotowaniu i realizacji programu.”*

**10 listopada 2009 r.** Rada Ministrów przyjęła Politykę Energetyczną Polski do roku 2030. W dokumencie tym wskazano, iż jednym z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej jest: *„dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej”*. Przyjęcie polityki nastąpiło po przeprowadzeniu strategicznej oceny oddziaływania na środowisko skutków realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku, w ramach której przeprowadzono konsultacje społeczne.

Z punktu widzenia prowadzonej procedury i niniejszego podsumowania należy podkreślić, że Program Polskiej Energetyki Jądrowej nie jest dokumentem, który wprowadza energetykę jądrową do Polski, bądź rozpatruje zasadność takowych działań (bowiem zostało to już uczynione w Prognozie dla Polityki Energetycznej Polski do roku 2030). Program Polskiej Energetyki Jądrowej stanowi ramy i harmonogram działań niezbędnych do realizacji celów i kierunków Polityki Energetycznej Polski do roku 2030. Program Polskiej Energetyki Jądrowej przedstawia zakres i strukturę organizacji działań, jakie należy podjąć, aby wdrożyć energetykę jądrową oraz zapewnić bezpieczną i efektywną eksploatację obiektów energetyki jądrowej.

Prace nad opracowaniem projektu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej trwały od lipca 2010 do września 2010 r. Konsekwencją opracowania projektu była konieczność przeprowadzenia procedury strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. W tym celu, pismem z **5 sierpnia 2010 roku**, Ministerstwo Gospodarki zwróciło się do ustawowych organów: Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Głównego Inspektora Sanitarnego z prośbą o przedstawienie zakresu i stopnia szczegółowości informacji wymaganych w Prognozie Oddziaływania na Środowisko.

Główny Inspektor Sanitarny i Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska określili zakres Prognozy odpowiednio **2 i 20 września 2010 roku**.

Na podstawie zakresu określonego przez oba organy Ministerstwo Gospodarki w drodze przetargu nieograniczonego wyłoniło wykonawcę, który na podstawie umowy nr IV/640/15004/4390/DEJ/10 z dnia opracował Prognozę Oddziaływania na Środowisko dla projektu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Praca nad Prognozą została zakończona dnia **27 grudnia 2010 r.**

## Opinie właściwych organów

10 czerwca 2011 r. Ministerstwo Gospodarki przekazało w trybie art. 54 ust. 1 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 [jednolity tekst ustawy Dz. U. 2013 poz. 1235] projekt Programu, wraz Prognozą, Generalnemu Dyrektorowi Ochrony Środowiska oraz Głównemu Inspektorowi sanitarnemu. Organy te wydały opinie w następujących terminach:

- Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska **15 września 2011 r.**
- Główny Inspektor Sanitarny **1 lutego 2011 r.**

## Procedura udziału społeczeństwa

**30 grudnia 2010 r.** Ministerstwo Gospodarki rozpoczęło postępowanie z udziałem społeczeństwa. Początkowo termin na składanie uwag ustalono na 21 dni. Po licznych uwagach zainteresowanych podmiotów termin został wydłużony do 3 miesięcy, to jest do dnia **31 marca 2011 r.**

W toku krajowych konsultacji społecznych udział wzięło 16 różnych podmiotów. Uwagi zgłaszane były zarówno do Programu Polskiej Energetyki Jądrowej jak i do sporządzonej dla niego Prognozy Oddziaływania na Środowisko. Uwagi zostały skatalogowane w tabeli i podzielone na 232 wątki. Dla każdego z wątków przygotowano pisemne odpowiedzi zawierające informacje o przyjęciu lub odrzuceniu uwagi. Tabela została opublikowana w dniu **16 maja 2011 r.**

**25 listopada 2011 r.** potencjalny Inwestor pierwszej polskiej elektrowni jądrowej – Polska Grupa Energetyczna S.A. podał do wiadomości listę trzech lokalizacji elektrowni jądrowej, jakim byłby zainteresowany. Jedna z lokalizacji nie była ujęta w projekcie Programu i nie podlegała ocenie w ramach opracowanej Prognozy. W związku z powyższym, Ministerstwo Gospodarki przygotowało odpowiednie zmiany do Prognozy Oddziaływania na Środowisko PPEJ i Programu Polskiej Energetyki Jądrowej a także umożliwiło ponowny udział społeczny. Opracowane zmiany uwzględniały jednocześnie opinię Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Głównego Inspektora Sanitarnego wydane w trybie art. 54 ust. 1 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 [jednolity tekst ustawy Dz. U. 2013 poz. 1235].

**12 stycznia 2012 r.** Ministerstwo Gospodarki rozpoczęło postępowanie w sprawie udziału społeczeństwa dla zmienionego projektu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej oraz Prognozy do Programu. Dokumenty zostały opublikowane w Biuletynie Informacji Publicznej MG. Uwagi i wnioski można było składać w 21 dniowym terminie to jest do dnia 2 lutego 2012 roku.

## Przebieg postępowania transgranicznego

**18 lipca 2011 r.** Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska wysłał oficjalne powiadomienie w trybie art. 10 ust. 1 Protokołu strategicznego, do 10 państw europejskich będących bezpośrednimi sąsiadami Polski, w tym krajów basenu Morza Bałtyckiego jak również dodatkowo do krajów, które z wyprzedzeniem wyraziły chęć udziału w postępowaniu transgranicznym (Austria) z informacją, że Ministerstwo Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej opracowuje Program Polskiej Energetyki Jądrowej.

Na dziesięć przesłanych dnia **18 lipca 2011 r.** powiadomień wszystkie kraje potwierdziły jego odbiór i udzieliły odpowiedzi. Swój udział na prawach Strony narażonej zadeklarowały: Austria, Szwecja,

Finlandia, Czechy, Słowacja, Niemcy i Dania. Kraje te zwróciły się także o przedłużenie 21-dniowego terminu na przeprowadzenie udziału społeczeństwa do końca października 2011 r. Dnia **11 sierpnia 2011 r.** do wszystkich 7 państw przekazana została oficjalna informacja o przedłużeniu terminu na składanie uwag do **31 października 2011 r.** Od przedmiotowego postępowania odstąpiły: Estonia, Łotwa i Litwa, jednak zaznaczyły, że na etapie prowadzenia postępowania w sprawie oddziaływania na środowisko przedsięwzięcia polegającego na budowie elektrowni jądrowej (EIA), chcą być powiadomione jako Strony potencjalnie narażone.

O ponowne przedłużenie terminu na przeprowadzenie udziału społeczeństwa zwróciły się Niemcy, Austria i Finlandia argumentując swoje żądania równym traktowaniem społeczeństwa Strony pochodzenia i Strony narażonej. Aby zapewnić równe traktowanie wszystkich Stron narażonych, przychylając się do wniosku Niemiec, Austrii i Finlandii, Ministerstwo Gospodarki postanowiło przedłużyć termin na składanie uwag i zastrzeżeń społeczeństwa do dnia **4 stycznia 2012 r.** poszerzony dodatkowo o czas niezbędny do przekazania ich drogą pocztową.

**25 listopada 2011 r.** potencjalny Inwestor pierwszej polskiej elektrowni jądrowej – Polska Grupa Energetyczna S.A. podał do wiadomości listę trzech lokalizacji elektrowni jądrowej, jakim byłby zainteresowany. Jedna z lokalizacji nie była ujęta w projekcie Programu i nie podlegała ocenie w ramach opracowanej Prognozy. W związku z powyższym, Ministerstwo Gospodarki przygotowało odpowiednie zmiany do Prognozy Oddziaływania na Środowisko PPEJ i Programu Polskiej Energetyki Jądrowej a także umożliwiły ponowny udział społeczny. Opracowane zmiany uwzględniały jednocześnie opinię Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Głównego Inspektora Sanitarnego wydane w trybie art. 54 ust. 1 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 [jednolity tekst ustawy Dz. U. 2013 poz. 1235].

Następnie wpłynęły wszystkie stanowiska Stron narażonych (z 7 krajów) oraz zakończony został udział społeczeństwa we wszystkich 7 krajach narażonych. Ministerstwo Gospodarki przygotowało pisemne odpowiedzi które zostały przesłane krajom narażonym.

**23 lipca 2012 r.** odbyły się konsultacje transgraniczne ze Słowacją. **22 listopada 2012 r.** odbyły się konsultacje Austrią, **27 listopada 2012 r.** z Niemcami, a **4 grudnia 2012 r.** z Danią. Pozostałe z 7 państw (Szwecja, Finlandia, Czechy) przekazały uwagi pisemnie, powiadamiając o braku potrzeby spotkania.

Na spotkaniach konsultacyjnych wyjaśniono rozbieżności i udzielono odpowiedzi na dodatkowe kwestie zgłoszone już w trakcie ich trwania. Na spotkaniach uzgodniono niezbędne uzupełnienia, które miały zostać przesłane krajom narażonym oraz wyrażono wstępne zgody na podpisanie protokołów. Po dostaniu uzupełnień protokoły zostały podpisane odpowiednio:

Kraj narażony	Data podpisania protokołu
Austria	<b>6 maja 2013 r.</b>
Słowacja	<b>20 września 2012 r.</b>
Niemcy	<b>4 kwietnia 2013 r.</b>
Dania	<b>10 lutego 2013 r.</b>

## Przebieg prac nad ostateczną wersją Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

18 czerwca 2013 r. na podstawie przeprowadzonych konsultacji krajowych i zagranicznych opracowano projekt pisemnego podsumowania o którym mowa w art. 55.u 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. z 2013 r. poz. 1235, z późn. zm.). Zdecydowano jednak, iż w rezultacie prowadzonych krajowych i transgranicznych konsultacji oraz zmian uwarunkowań i otoczenia Programu wynikających z upływu czasu powstała konieczność dokonania aktualizacji Programu. Prace nad aktualizacją rozpoczęły się w lipcu 2013 r. i zakończyły odpowiednio I etap we wrześniu 2013 r. i II etap w grudniu 2013 r..

W tym czasie na posiedzeniu Kierownictwa w dniu 3 lipca 2013 r. zdecydowano o skierowaniu Programu pod obrady *Międzyresortowego Zespołu ds. Realizacji Polityki Energetycznej Polski do roku 2030* a następnie jego powtórne skierowanie do rozpatrzenia przez Kierownictwo MG.

9 lipca 2013 r. Program PEJ był przedmiotem obrad Zespołu Międzyresortowego. Zespół zalecił skonsultowanie treści Programu PPEJ z jego członkami. Konsultacje trwały od 15 lipca 2013 roku do 20 sierpnia 2013 roku. Uwagi do Programu zgłosili:

- Kancelaria Prezesa Rady Ministrów
- Minister Skarbu Państwa
- Minister Transportu, Budownictwa i gospodarki Morskiej,
- Minister Finansów

Program był także przedmiotem obrad Międzyresortowego Zespołu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej, który na posiedzeniu w dniu 29 sierpnia 2013 r. zaakceptował jego skierowanie do uzgodnień międzyresortowych.

25 września 2013 r. Program został ostatecznie przyjęty przez Kierownictwo Ministerstwa Gospodarki i skierowany do uzgodnień międzyresortowych. Uzgodnienia międzyresortowe trwały do 15 grudnia 2014 r.

19 grudnia 2013 r. Program został skierowany do rozpatrzenia przez Komitet Stały Rady Ministrów. 9 stycznia 2014 r. Komitet Rady Ministrów przyjął i rekomendował Radzie Ministrów przyjęcie Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Rada Ministrów przyjęła dokument na posiedzeniu w dniu 28 stycznia 2014 r..

Zaktualizowany Program uwzględnia uwagi poszczególnych resortów a także aktualny stan prawny i aktualne uwarunkowania ekonomiczne. W niniejszym pisemnym podsumowaniu w rozdziale 2.3.3 uwzględnia się także wyniki aktualnych analiz ekonomicznych.

Program został opublikowany w Ministrze Polskim MP/2014/502 w dniu 24 czerwca 2014 roku



## 2. UZASADNIENIE PRZYJĘCIA PROGRAMU W KONTEKŚCIE NAJWAŻNIEJSZYCH UWAG, WNIOSKÓW I USTALEŃ WYNIKAJĄCYCH Z PRZEPROWADZONEJ STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

W ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przeprowadzono udział społeczeństwa oraz postępowanie w sprawie transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko. Opinie na temat dokumentów wyraziły także odpowiednie organy. Uwagi i wnioski zarówno z krajowej jak i transgranicznej procedury udziału społeczeństwa najczęściej dotyczyły następujących aspektów:

- Sprzeciwu i obaw części społeczeństwa dla wdrażania energetyki jądrowej w Polsce
- Sposobu prowadzenia postępowania w sprawie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko i oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięcia
- Założeń ekonomicznych i wyników analiz podsektora wytwarzania energii elektrycznej zawarte w Programie i Prognozie
- Wariantów alternatywnych dla PPEJ
- Wpływu elektrowni jądrowych na zmniejszenie wykorzystania paliw kopalnych i redukcję emisji CO<sub>2</sub>
- Oddziaływań wynikających z funkcjonowania elektrowni jądrowych
- Oddziaływań wynikających z cyklu paliwowego
- Oddziaływań wynikających ze stanów awaryjnych w elektrowniach jądrowych.
- Zagrożeń zewnętrzne dla elektrowni jądrowych
- Możliwości zapewnienia prawidłowego nadzoru nad bezpieczeństwem energetyki jądrowej w Polsce
- Udostępnienia i dyskusji szczegółowych danych na temat rozwiązań technologicznych i przyjętych kryteriów wyboru lokalizacji
- Zagadnień dotyczących możliwości zapewnienia i rozwoju odpowiednich kadr dla energetyki jądrowej
- Konieczności dokładnego odniesienia się do przyczyn i skutków awarii w elektrowniach jądrowych: Three Mile Island, Fukushima i Czarnobylu

Ministerstwo Gospodarki udzieliło odpowiedzi wpraw na uwagi i wnioski wynikające z krajowego postępowania z udziałem społeczeństwa, a następnie na uwagi zgłaszane w trakcie transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko. W niniejszym podsumowaniu pogrupowano i zestawiono pojawiające się uwagi oraz udzielone przez Ministerstwo Gospodarki odpowiedzi. Zarówno uwagi jak i udzielane odpowiedzi były każdorazowo publikowane w toku trwającego postępowania, zatem nie

stanowią treści nowych. Dzięki zgłaszanym uwagom, wątpliwościom i wnioskom dokonano szereg dodatkowych analiz, a także dokonano uszczegółowienia niektórych informacji zawartych zarówno w Programie jak i w Prognozie.

Dzięki zgłaszanym uwagom, wątpliwościom i wnioskom dokonano szereg dodatkowych analiz, a także dokonano uszczegółowienia niektórych informacji zawartych zarówno w Programie jak i w Prognozie.

Należy wziąć pod uwagę, że w niniejszym rozdziale zabrano informacje będące w zdecydowanej mierze odpowiedziami na krytykę Programu Polskiej Energetyki Jądrowej oraz odpowiedziami na obawy części społeczeństwa wobec tej formy produkcji energii. **Tym samym rozdział ten stanowi uzasadnienie przyjęcia Programu.**

## 2.1. SPRZECIW I OBAWA CZĘŚCI SPOŁECZEŃSTWA DLA WDRAŻANIA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

Ministerstwo Gospodarki rozumie i bierze pod uwagę obawy społeczeństwa polskiego i Państw narażonych dotyczące energetyki jądrowej. Jednakże nie podziela oceny ryzyka związanego z energetyką jądrową w Polsce jako nieakceptowalnie wysokiego, w szczególności wskazując na:

- niereprezentatywność dla oceny ryzyka związanego z rozwojem energetyki jądrowej awarii w Czarnobylu i Fukushima 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>).

Ministerstwo Gospodarki przypomina, 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.

**Ministerstwo Gospodarki 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.**

---

1 Przy planowaniu polityki energetycznej Polski do 2030 r. założono spadek elektrochłonności PKB aż o ok. 45%.

Podjęte zabezpieczenia i ich skuteczność opisane są w Prognozie SEA. Prawdopodobność 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.

## 2.2. UWAGI DO POSTĘPOWANIA W SPRAWIE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO OCENY ODDZIAŁYWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA NA ŚRODOWISKO

### 2.2.1. Wątpliwości dotyczące możliwości uczestnictwa w dalszych etapach oceny oddziaływania na środowisko

Polska jest na początkowym etapie wdrażania 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 poczyniono jeszcze uszczegółowienia jaka technologia będzie zastosowana, w jakiej lokalizacji, z jakim systemem chłodzenia, jakich mocy etc. (poza tym, że będzie to reaktor generacji III lub III+). Prognoza SEA, chcąc możliwe dokładnie ocenić skutki środowiskowe, korzystała z danych uzyskanych z innych obiektów – z tzw. Metodyki obiektów referencyjnych. Znacznie bardziej dokładnych odpowiedzi będzie można udzielić dopiero na etapie inwestycyjnej procedury OOŚ (EIA).

Zainteresowane podmioty będą 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 poniżej przedstawiono istotne dla przyszłego procesu OOŚ fakty, które już zostały uwzględnione w polskim prawodawstwie:

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

- **Ustawa OOŚ** - 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 (jednolity tekst ustawy Dz. U. 2013 poz. 1235);
- **„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. 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 OOS dla obiektów energetyki jądrowej wybrany został organ posiadający najwyższe kompetencje w zakresie spraw dotyczących oceny oddziaływania przedsięwzięć na środowisko.

Dodatkowym faktem wskazującym na wysoką jakość i zgodność z międzynarodowymi wymogami prawnymi w zakresie OOS jest to, że ocenie oddziaływania na środowisko podlegają także inwestycje towarzyszące budowie obiektu energetyki jądrowej. 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.) koniecznych do wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej lub inną inwestycję niezbędną do wybudowania lub zapewnienia prawidłowej eksploatacji obiektu energetyki jądrowej.

Biorąc pod uwagę powyższe można być pewnym wysokiej jakości przyszłych procedur OOS dla obiektu energetyki jądrowej oraz należytego uwzględnienia oddziaływań na środowisko wynikających z jego budowy, eksploatacji i w przyszłości likwidacji. Ponadto wszystkie zainteresowane podmioty mogą być uczestnikiem postępowania OOS w ramach oceny oddziaływania na środowisko procesu inwestycyjnego (EIA). Tym samym będą mieć możliwość przedstawienia swoich poglądów zanim podjęte zostaną decyzje w tych sprawach.

### **2.2.2. Zgodność prognozy OOS i prowadzonego postępowania w sprawie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko z dyrektywą SEA**

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 2010 r. Wersja ta podlegała konsultacjom społecznym oraz opiniowaniu przez organy ds. ochrony środowiska. Na podstawie pojawiających się uwag opracowano drugą wersję Prognozy uwzględniającą w dużej mierze treści zgłoszonych uwag. W 2011 dokonano kolejnej aktualizacji Prognozy wynikającej z dodania dodatkowej potencjalnej lokalizacji przyszłej elektrowni jądrowej w miejscowości Gąski. Podobny charakter miał przebieg transgranicznego postępowania SEA.

Poniżej przedstawiono terminy prowadzenia krajowych i transgranicznych konsultacji społecznych:

- Krajowe konsultacje społeczne odbywały się w okresie od 30.12.2010 r. do 31.03.2012 r.
- Krajowe konsultacje aneksu wynikające z dodania nowego wariantu lokalizacyjnego odbyły się w okresie od 13.01.2012r. do 3.02.2012 r.
- Transgraniczne konsultacje społeczne prowadzone w państwach narażonych trwały od 18.07.2011 r. do 4.01.2012 r.
- Transgraniczne konsultacje społeczne aneksu wynikające z dodania nowego wariantu lokalizacyjnego trwały od 8.01.2012 r. do 27.02.2012 r.

Układ treści Prognozy SEA skonstruowany został zgodnie z wymogami sformułowanymi w 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). Złożoność podejmowanego zagadnienia i różnorodność koniecznych do przeanalizowania

oddziaływań środowiskowych wymusiły jednak 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 OOŚ.

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 wymogami prawnymi względem Prognozy 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 szczegółowo 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 wymogami do postępowania w sprawie SOOŚ, 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 rozważane przez stronę polską.

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 zawarte 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 na 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 **rozdziałach 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 lokalizacji, 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 przedstawiono 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 dyrektywy SEA odnośnie Prognoz SEA, a wielu wypadkach znacznie je rozszerza.**

Tabela 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
<b>ANALIZY I OCENY</b>	

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

ROZDZIAŁ		
istniejącego stanu środowiska oraz potencjalnych zmian tego stanu w przypadku braku realizacji projektowanego dokumentu	<b>4, 5, 8.3.2, 10.3</b>	
stanu środowiska na obszarach objętych przewidywanym znaczącym oddziaływaniem	<b>4, 10.3</b>	
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	<b>4, 5, 7, 8, 10.3</b>	
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,	<b>3, 6.3, 6.6</b>	
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	<b>4.9, 4.10, 8.5, 9.3, 10.3</b>
	ludzi	<b>5, 7, 8, 9.1.1, 9.6, 10.3</b>
	zwierzęta	<b>4.9, 4.10, 8.3.2, 8.3.5, 8.3.7, 8.5, 9.3, 10.3</b>
	rośliny	<b>4.9, 4.10, 8.3.2, 8.3.5, 8.3.7, 8.5, 9.3, 10.3</b>
	wodę	<b>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</b>
	powietrze	<b>4.5, 5, 7.2, 8.2.2, 8.3.2, 8.3.4, 9.1.4, 10</b>
	powierzchnię ziemi	<b>4.1, 8.3.6, 9.1.6, 10.3</b>
	krajobraz	<b>4.1, 4.9, 8.3.8, 9.1.7, 10.3</b>
	klimat	<b>5, 8.2.2, 9.1.5, 10</b>
	zasoby naturalne	<b>8.3.1, 9.1.8, 10.3</b>
	zabytki	<b>4.8, 9.1.9, 10.3</b>
dobra materialne	<b>4.8, 9.1.10, 10.3</b>	
uwzględnienia zależności między tymi elementami środowiska i między oddziaływaniami na te elementy	<b>4, 5, 6, 7, 8, 9.1, 9.2, 9.3, 10, 11</b>	
SPOSÓB, W JAKIM WZIĘTO POD UWAGĘ		
ROZDZIAŁ		
rozwiązania mające na celu zapobieganie, ograniczanie lub kompensację przyrodniczą negatywnych oddziaływań na środowisko, mogących być rezultatem realizacji projektowanego dokumentu, w szczególności na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oraz integralność tego obszaru,	<b>6.3, 6.6, 10, 11</b>	
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.	<b>4.9, 4.10, 6.4, 8.5, 10, 10.3, 11</b>	

### **2.2.3. Dyskusja zarzutu nieuwzględnienia wszystkich krajów narażonych w ramach transgranicznej oceny oddziaływania**

Wolę udziału wyraziły Czechy, Słowacja, Austria, Dania, Szwecja, Finlandia i Niemcy. Wszystkie te kraje były uczestnikami postępowania SEA. Tym samym nie ma podstaw do kwestionowania poprawności przeprowadzonego postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko skutków realizacji zamierzeń Programu.

## 2.3. ZAŁOŻENIA EKONOMICZNE I WYNIKI ANALIZ PODSEKTORA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZAWARTE W PROGRAMIE I PROGNOZIE

### 2.3.1. Dyskusja tezy o błędnym oszacowaniu rentowności Polskiego Programu Energetyki Jądrowej

Analizy ekonomicznej opłacalności energetyki jądrowej w Polsce nie były przedmiotem badań w ramach prowadzonej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Przedmiotem Prognozy była natomiast ocena i ew. minimalizacja potencjalnych skutków środowiskowych wynikających z wdrożenia Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Wybór optymalnej dla Polski 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 zarówno prawem jak i obowiązkiem rządu Polskiego.

Na potrzeby strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przedstawiono jednak założenia na jakich opiera się Ministerstwo Gospodarki. W rozdziale tym przedstawiono również wyniki i wnioski wynikające z aktualizacji „Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030”

Polityka Energetyczna Polski (PEP2030)<sup>2</sup> i Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) opierają się na wynikach wariantowych analiz rozwoju sektora paliw i energii, a w szczególności:

- ARE S.A. listopad 2009 - Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku<sup>3</sup>
- ARE S.A. grudzień 2009 - Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii<sup>4</sup>
- McKinsey&Co. grudzień 2009 - Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030<sup>5</sup>.

Wynikiem tych analiz jest zrównoważona i zoptymalizowana polityka energetyczna Polski (PEP2030), której celem jest zaspokojenie zapotrzebowania kraju na paliwa i energię (w tym elektryczną), **przy możliwie jak najniższych kosztach i jednoczesnym spełnieniu (znacznie zaostrzonych w ostatnich latach) wymagań ochrony środowiska**. Należy podkreślić, że przy planowaniu polityki energetycznej Polski do 2030 r. **założono bardzo ambitne cele zwiększenia efektywności energetycznej**<sup>6</sup> – spadek elektrochłonności PKB: z 110,4 kWh/zł'07 w 2010 r. do 77,8 kWh/zł'07 w 2020 r. (czyli o 29,5% w porównaniu z 2010 r. – znacznie więcej niż 20% wymagane przez UE) i do 60,6 kWh/zł'07 w 2030 r. (czyli aż o ok. 45,1% w porównaniu z 2010 r.).

2 Ministerstwo Gospodarki: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Warszawa, 10 listopada 2009 r. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku (Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.).

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

4 Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, opracowanie Agencji Rynku Energii, listopad 2009 r.

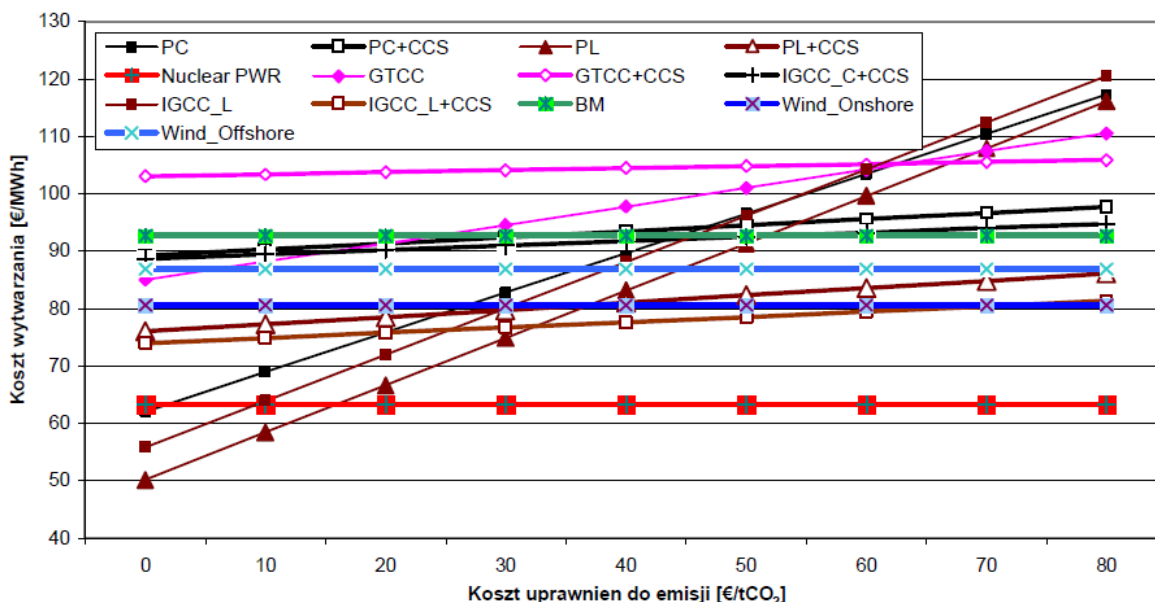
5 McKinsey & Company: Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030. Warszawa 2009.

6 Ministerstwo Gospodarki: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. 15-03-2009.



Z analiz wynika jednoznacznie, że nie jest możliwe zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce jedynie przez poprawę efektywności wykorzystania energii i rozwój OZE. Decyzja o dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej została podjęta na podstawie analiz różnych wariantów alternatywnych. Wytwarzanie energii elektrycznej w EJ pozwoli ograniczyć wzrost cen energii elektrycznej oraz uniknąć dodatkowych emisji CO<sub>2</sub> i emisji innych zanieczyszczeń z elektrowni opalanych paliwami kopalnymi. Przyjęcie PPEJ w żaden sposób nie wpływa na zmniejszenie udziału OZE czy stopnia wdrażania efektywności energetycznej.

Analizy<sup>7</sup> wykazały także konkurencyjność energetyki jądrowej w stosunku do wszystkich innych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Jednym z kluczowych parametrów determinujących konkurencyjność różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej jest koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Z przeprowadzonych analiz wrażliwości wynika, że elektrownie jądrowe są konkurencyjne wobec elektrowni wykorzystujących paliwa organiczne już przy koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powyżej 15 €/tCO<sub>2</sub> (patrz rysunek poniżej). Wniosek ten został także potwierdzony w aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię, o której mowa poniżej, wykonanej we wrześniu 2011 r.



Rysunek 1. Wpływ kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na konkurencyjność różnych źródeł wytwarzających energię elektryczną [źródło: ARE S.A.].

*Technologie węglowe: węgiel kamienny – PC, PC+CCS, IGCC\_C+CCS; węgiel brunatny – PL, PL+CCS, IGCC\_L, IGCC\_L+CCS, Gaz ziemny – CCGT, CCGT+CCS, Technologia jądrowa – Nuclear PWR, Biomasa – BM, Wiatr – Wind\_Onshore, Wind\_Offshore.*

Ponadto, z analiz wykonanych przez McKinsey & Company wynika, że w warunkach polskich energetyka jądrowa ma największy potencjał redukcji emisji CO<sub>2</sub>, przy najmniejszych kosztach, spośród wszystkich źródeł wytwarzających energię elektryczną.

Aby zapewnić, że PPEJ opiera się na prognozie rozwoju krajowego sektora energetycznego, sporządzonej w oparciu o aktualną sytuację na globalnym, europejskim i krajowym rynku energii,

<sup>7</sup> Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, opracowanie Agencji Rynku Energii, listopad 2009 r.

Ministerstwo Gospodarki cyklicznie dokonuje **aktualizacji prognozy dla Polityki Energetycznej Polski**. Aktualizacje każdorazowo uwzględniają nowe dane prognostyczne parametrów zewnętrznych, w tym dotyczących projekcji makroekonomicznych, cen paliw, działań w zakresie efektywności użytkowania energii oraz rozwoju energetyki odnawialnej.

W ostatnio aktualizowanej prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 określono w szczególności:

- Prognozę zapotrzebowania na finalną energię elektryczną;
- Strukturę mocy źródeł wytwórczych, strukturę produkcji energii elektrycznej i strukturę paliwową wytwarzania energii elektrycznej – dla scenariusza bazowego i innych scenariuszy rozpatrzonych w ramach analiz wrażliwości (w tym wariantów bez energetyki jądrowej);
- Koszty wytwarzania energii elektrycznej – dla scenariusza bazowego i innych scenariuszy rozpatrzonych w analizie wrażliwości;
- Wielkości emisji CO<sub>2</sub> – dla scenariusza bazowego i innych scenariuszy rozpatrzonych w analizie wrażliwości.

W ramach analiz wrażliwości w zaktualizowanej prognozie przeanalizowano następujące scenariusze – w stosunku do scenariusza bazowego (o optymalnej kosztowo strukturze źródeł wytwórczych):

- Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>
- Scenariusz niższych cen gazu ziemnego
- Scenariusz opóźnienia realizacji programu budowy elektrowni jądrowych (pierwszy blok w 2025 roku)
- Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych – przy warunkach przyjętych dla scenariusza bazowego
- Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych – przy braku dostępności technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS)
- Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych – przy braku dostępności technologii CCS, w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>
- Scenariusz rezygnacji z elektrowni jądrowych i instalacji wyposażonych w CCS, w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>
- Scenariusz z pierwszą elektrownią jądrową od 2020 r.

Poniżej podano wybrane wyniki analiz zaczerpnięte z aktualizacji prognozy<sup>8</sup> zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030.

### **2.3.1.1. Zaktualizowany scenariusz bazowy**

#### **2.3.1.1.1. Założenia przyjęte do analiz**

- Zaktualizowana prognoza makroekonomiczna (oparta o prognozę opracowaną przez Ministerstwo Finansów), w której założono, że średnie realne tempo wzrostu PKB Polski będzie stopniowo zbliżać się do długookresowego tempa wzrostu tej kategorii w Unii

---

8 Aktualizacja za rok 2011

Europejskiej. Przyjęto, że w rozpatrywanym okresie gospodarka Polski będzie rozwijać się ze średnim tempem wzrostu PKB na poziomie 3,4%. Jest to tempo znacząco niższe od 5,1% przyjętego do „Prognozy dla PEP 2030”.

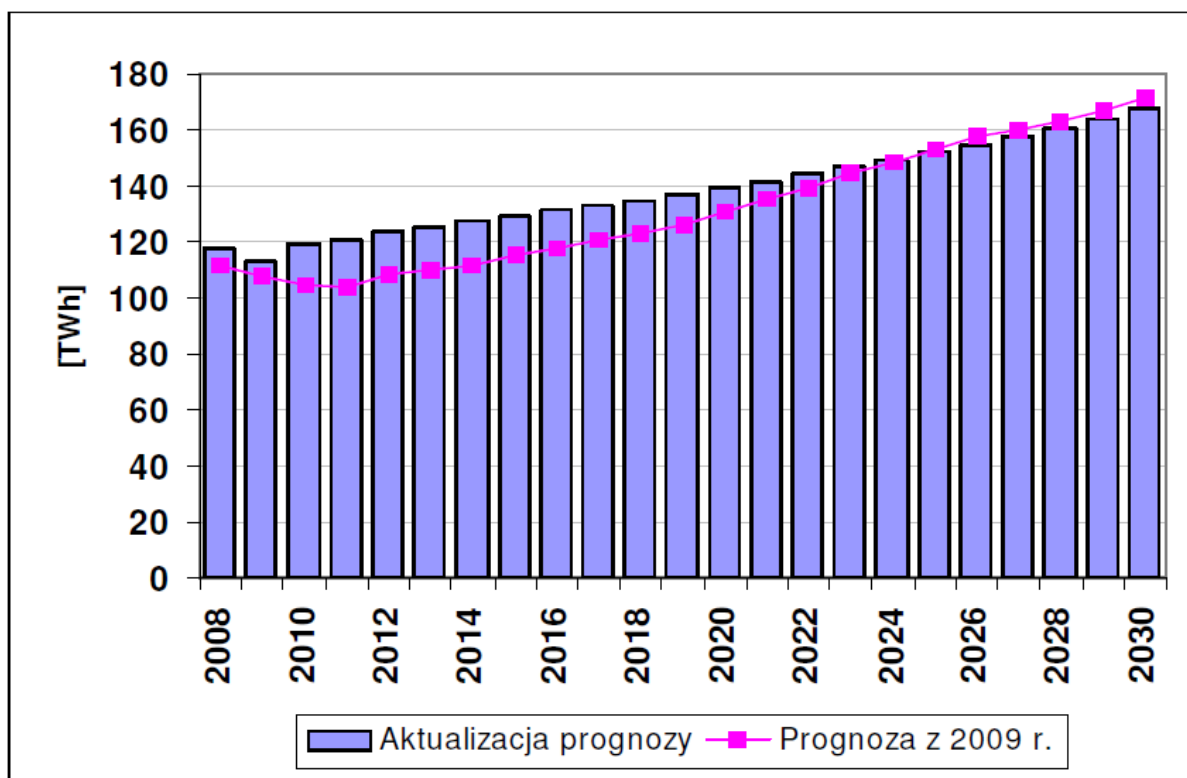
- Projekcje cen paliw na rynkach europejskich i cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> – wg. opracowania Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) „World Energy Outlook 2010”. W szczególności projekcji IEA, wg. której cena pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> osiągnie w 2030 r. poziom 33 €/tCO<sub>2</sub>.
- Zaktualizowana prognoza skutków wdrażania racjonalizacji użytkowania energii.
- Projekcja likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz założenia dotyczące zdeterminowanych jednostek.
- Zaktualizowane parametry techniczno-ekonomiczne charakterystyki nowych jednostek wytwórczych. W szczególności przyjęto, że:
  - technologie wychwyty i składowania dwutlenku węgla nie będą gwarantować opłacalności przed 2025 r. Założono przy tym, że w okresie prognozy zostanie uruchomiona jedna instalacja demonstracyjna z wychwytem i składowaniem CO<sub>2</sub> (2016 r.) zintegrowana z blokiem 858 MW w elektrowni Bełchatów II (odpowiadająca mocy 250 MW tego bloku);
  - eksploatacja nowych złóż węgla brunatnego (w rejonie Legnicy i Gubina) nastąpi nie wcześniej niż przed rokiem 2025;
  - technologia IGCC będzie dostępna w Polsce od roku 2025.

#### 2.3.1.1.2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną

W perspektywie 2030 r. nastąpi wzrost zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną o ok. 43% - do poziomu 167 TWh (patrz tabela i rysunek poniżej). Oznacza to średnioroczny wzrost na poziomie 1,6%.

Tabela 2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną [TWh].

2008	2010	2015	2020	2025	2030
117,6	119,5	129,4	139,4	151,9	167,6



Rysunek 2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną.

Jak widać z powyższego wykresu pomimo znacząco niższego założonego w niniejszej prognozie tempa rozwoju gospodarczego w porównaniu z „Prognozą dla PEP2030”, zapotrzebowanie na energię elektryczną pozostanie na zbliżonym poziomie w stosunku do prognozy z 2009 r.

#### 2.3.1.1.3. Prognoza optymalnej struktury technologicznej i paliwowej wytwarzania energii elektrycznej

Na podstawie analiz, wykonanych przy wykorzystaniu profesjonalnych metodyk i narzędzi do planowania rozwoju systemu energetycznego, określono optymalną kosztową strukturę źródeł wytwórczych i strukturę produkcji energii elektrycznej, przy założeniach wymienionych w pkt 2.3.1.1.1 (scenariusz bazowy) i spełnieniu wszystkich ograniczeń środowiskowych.

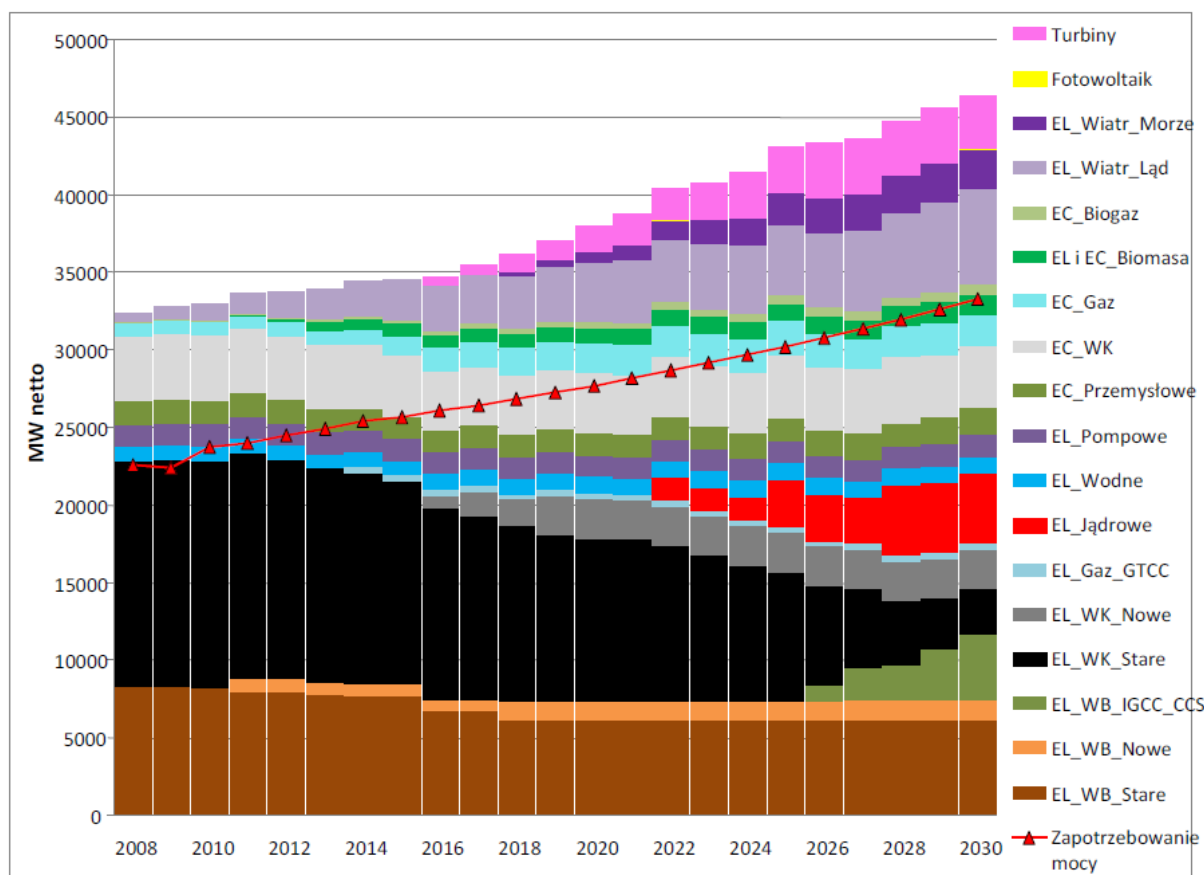
Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wzrośnie, w porównaniu z 2008 r., z 32,4 GW do **ok. 46,4 GW** (czyli o **ok. 43%**) w 2030 r., co daje średnioroczne tempo wzrostu na poziomie 1,65%. Natomiast zapotrzebowanie na moc szczytową netto wzrośnie w porównaniu z rokiem 2008 z poziomu 22,6 GW do ok. 33,3 GW w 2030 r.

Pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 1 500 MW pojawia się w 2022 r., a kolejne bloki są uruchamiane w odstępach trzyletnich, przy maksymalnym założonym tempie budowy (Rysunek 3 i 4).

Prognozowaną strukturę źródeł wytwórczych przedstawiono poniżej (Tabela 3 i Rysunek 3).

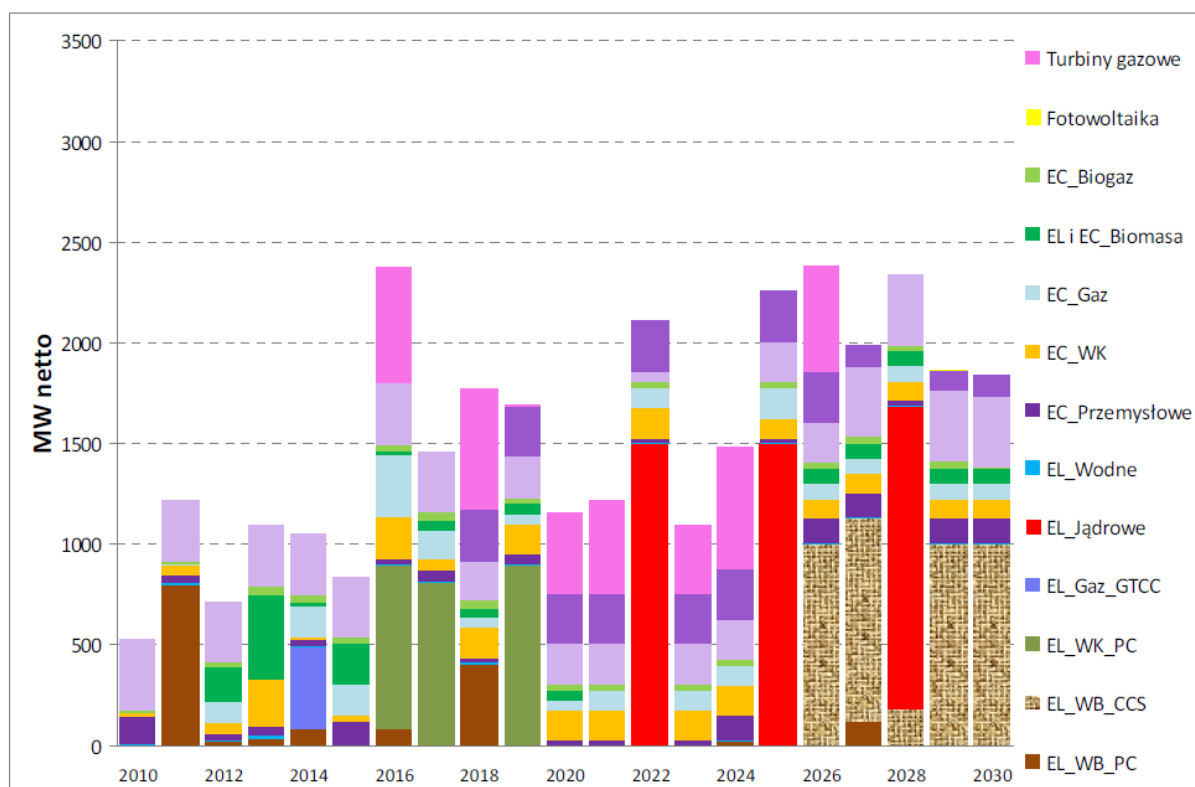
Tabela 3. Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej [MW].

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
EL_WB_Stare	8 326	8 293	7 728	6 213	6 213	6 213
EL_WB_Nowe	0	0	795	1 200	1 223	1 351
EL_WB_CCS	0	0	0	0	0	4 184
EL_WK_Stare	14 536	14 601	13 033	10 513	8 322	2 913
EL_WK_Nowe	0	0	0	2 520	2 520	2 520
EL_Gaz_GTCC	0	0	400	400	400	400
EL_Jądrowe	0	0	0	0	3 000	4 500
EL_Wodne	929	944	981	1019	1 056	1 094
EL_Pompowe	1 405	1 405	1 405	1 405	1 405	1 405
EC_Przemysłowe	1 547	1 509	1 447	1 411	1 478	1 737
EC_WK	4 231	4 267	3 932	3 930	4 026	3 993
EC_Gaz	797	797	1 207	1 807	2 278	1 935
EL i EC_Biomasa	39	41	827	1 052	1 052	1 405
EC_Biogaz	51	76	211	371	514	631
EL_Wiatr_Ląd	526	1 059	2 559	3 759	4 610	6 081
EL_Wiatr_Morze	0	0	0	750	2 000	2 557
Fotowoltaika	1	1	2	4	10	24
Turbiny gazowe	0	0	0	1 584	2 977	3 500
<b>Razem</b>	<b>32 388</b>	<b>32 992</b>	<b>34 526</b>	<b>37 938</b>	<b>43 083</b>	<b>46 442</b>



Rysunek 3. Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



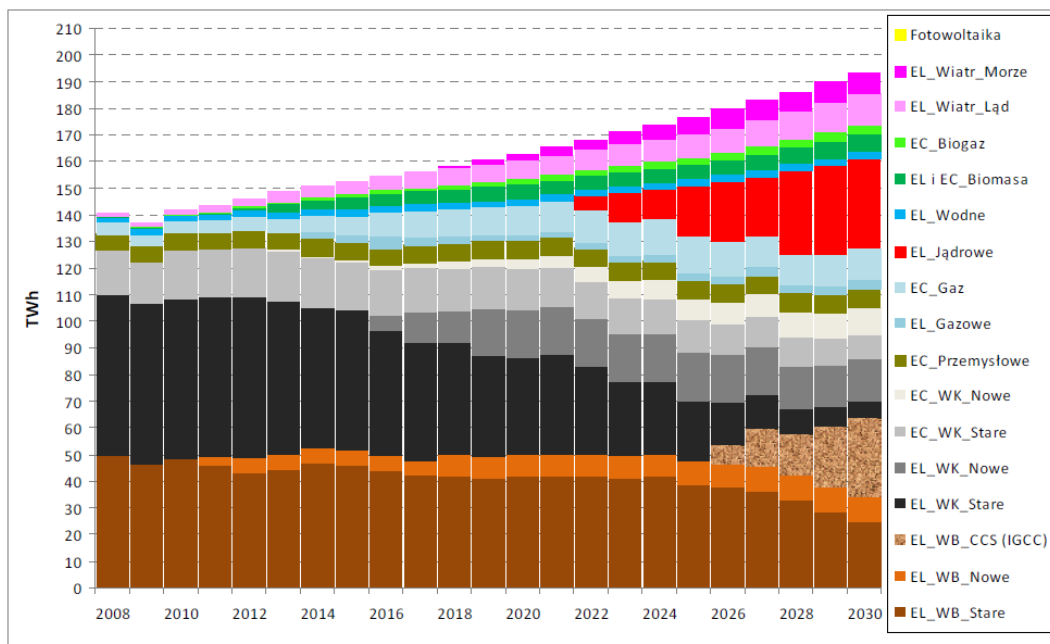
Rysunek 4. Struktura nowych i zmodernizowanych mocy wytwórczych.

Prognozowaną strukturę produkcji energii elektrycznej netto wg. technologii wytwarzania przedstawiono w Tabeli 4 i na Rysunku 5.

Tabela 4. Produkcja energii elektrycznej w podziale na technologie [TWh].

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
EL_WB_Stare	49.9	48.3	45.9	41.6	38.7	24.7
EL_WB_Nowe	0.0	0.0	5.6	8.5	8.7	9.6
EL_WB_CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.6
EL_WK_Stare	60.9	60.2	52.8	36.3	23.0	6.5
EL_WK_Nowe	0.0	0.0	0.0	17.8	17.8	15.5
EC_WK_Stare	16.4	18.0	18.3	15.5	12.7	9.2
EC_WK_Nowe	0.0	0.0	0.6	4.0	7.5	10.0
EC_Przemysłowe	6.1	6.5	6.6	6.8	7.0	7.1
EL_Gazowe	0.0	0.0	2.8	2.2	2.9	3.1
EC_Gaz	4.2	4.5	7.0	10.8	13.7	12.1
EL_Jądrowe	0.0	0.0	0.0	0.0	19.1	33.5
EL_Wodne	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8
EL i EC_Biomasa	0.2	0.2	4.5	5.6	5.1	6.6
EC_Biogaz	0.2	0.4	1.1	2.0	2.8	3.4
EL_Wiatr_Ląd	0.8	1.5	4.6	7.0	8.8	11.9
EL_Wiatr_Morze	0.0	0.0	0.0	2.3	6.0	7.7
Fotowoltaika	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Produkcja netto</b>	<b>140.9</b>	<b>141.9</b>	<b>152.2</b>	<b>162.9</b>	<b>176.5</b>	<b>193.3</b>
Potrzeby własne	14.4	14.4	14.3	14.1	13.7	16.3
<b>Produkcja brutto</b>	<b>155,3</b>	<b>156,3</b>	<b>166,5</b>	<b>177,0</b>	<b>190,1</b>	<b>209,6</b>
Eksport netto	1,2	1,4	0	0	0	0
<b>Krajowe zapotrz. brutto</b>	<b>154,1</b>	<b>154,9</b>	<b>166,5</b>	<b>177,0</b>	<b>190,1</b>	<b>209,8</b>

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



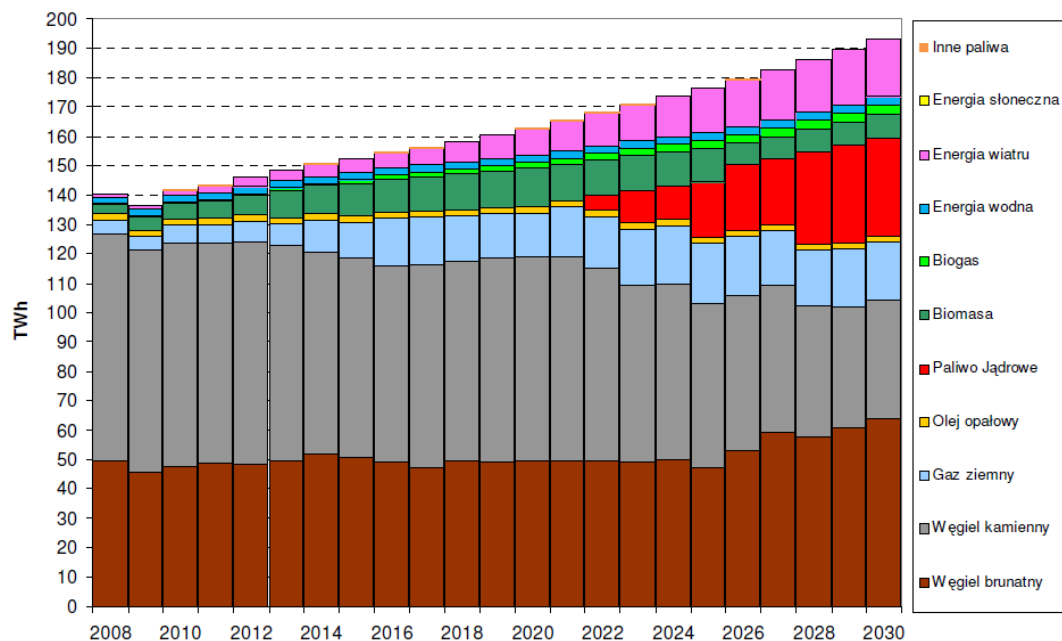
Rysunek 5. Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej netto.

Poniżej przedstawiono prognozowaną strukturę produkcji energii elektrycznej wg. paliw.

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

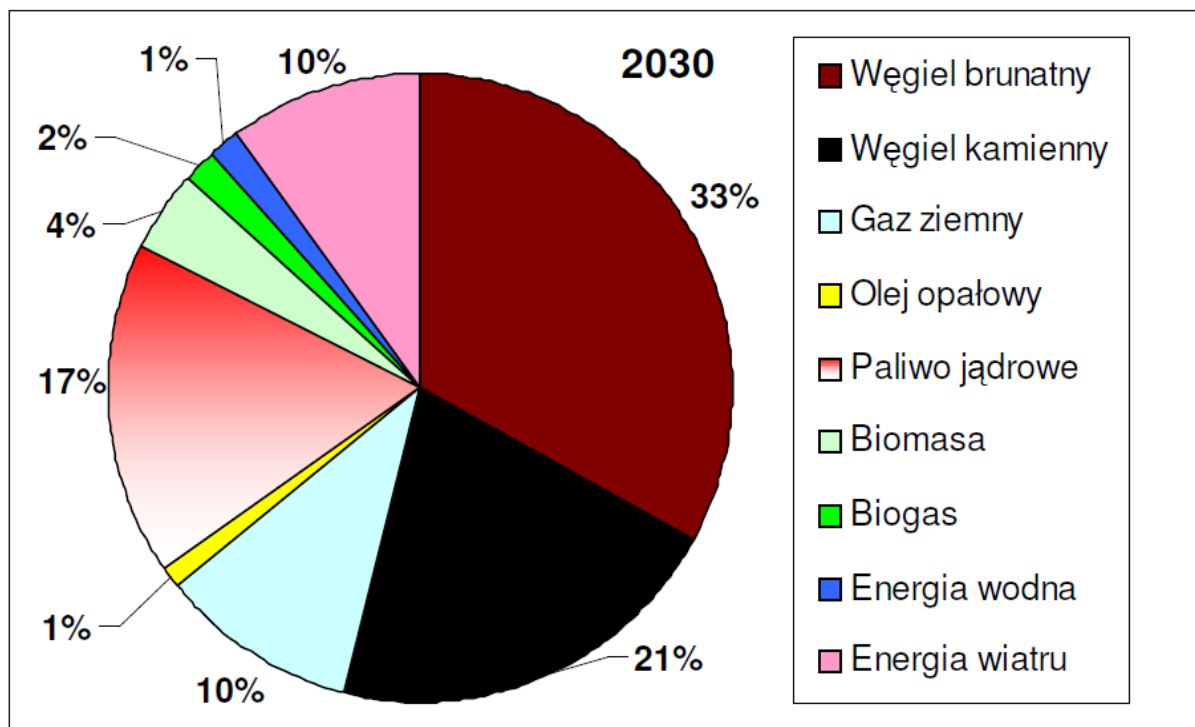
	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny	49.8	47.6	49.8	49.7	47.1	63.6
Węgiel kamienny	77.4	76.2	67.6	69.0	55.9	40.5
Gaz ziemny	4.7	6.0	12.4	15.3	20.5	19.7
Olej opałowy	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	19.1	33.5
Biomasa	3.2	5.5	11.0	12.9	11.5	8.1
Biogaz	0.2	0.4	1.1	2.0	2.8	3.4
Energia wodna	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8
Energia wiatru	0.8	1.5	4.6	9.2	14.8	19.6
Energia słoneczna	0	0	0	0	0.01	0.03
Inne paliwa	0.26	0.22	0.2	0.16	0.11	0.09
<b>Razem</b>	<b>140.9</b>	<b>141.9</b>	<b>152.2</b>	<b>162.9</b>	<b>176.5</b>	<b>193.3</b>
<b>Udział %</b>						
	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny	35%	34%	33%	31%	27%	33%
Węgiel kamienny	55%	54%	44%	42%	32%	21%
Gaz ziemny	3%	4%	8%	9%	12%	10%
Olej opałowy	2%	2%	1%	1%	1%	1%
Paliwo jądrowe	0%	0%	0%	0%	11%	17%
Biomasa	2%	4%	7%	8%	7%	4%
Biogaz	0%	0%	1%	1%	2%	2%
Energia wodna	2%	2%	2%	2%	2%	1%
Energia wiatru	1%	1%	3%	6%	8%	10%
Energia słoneczna	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Inne paliwa	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 6. Produkcja energii elektrycznej netto według paliw.

Prognozowaną na rok 2030 strukturę udziału poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej przedstawiono na Rysunku 7. W strukturze tej przewiduje się udział paliw jądrowych na poziomie 17%, i jest to nieco więcej niż przewidywano w poprzedniej wersji prognozy (15,7%). Wprowadzenie energetyki jądrowej umożliwi stabilizację cen energii elektrycznej na rynku hurtowym po 2025 r.



Rysunek 7. Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej netto - prognoza na 2030 r.

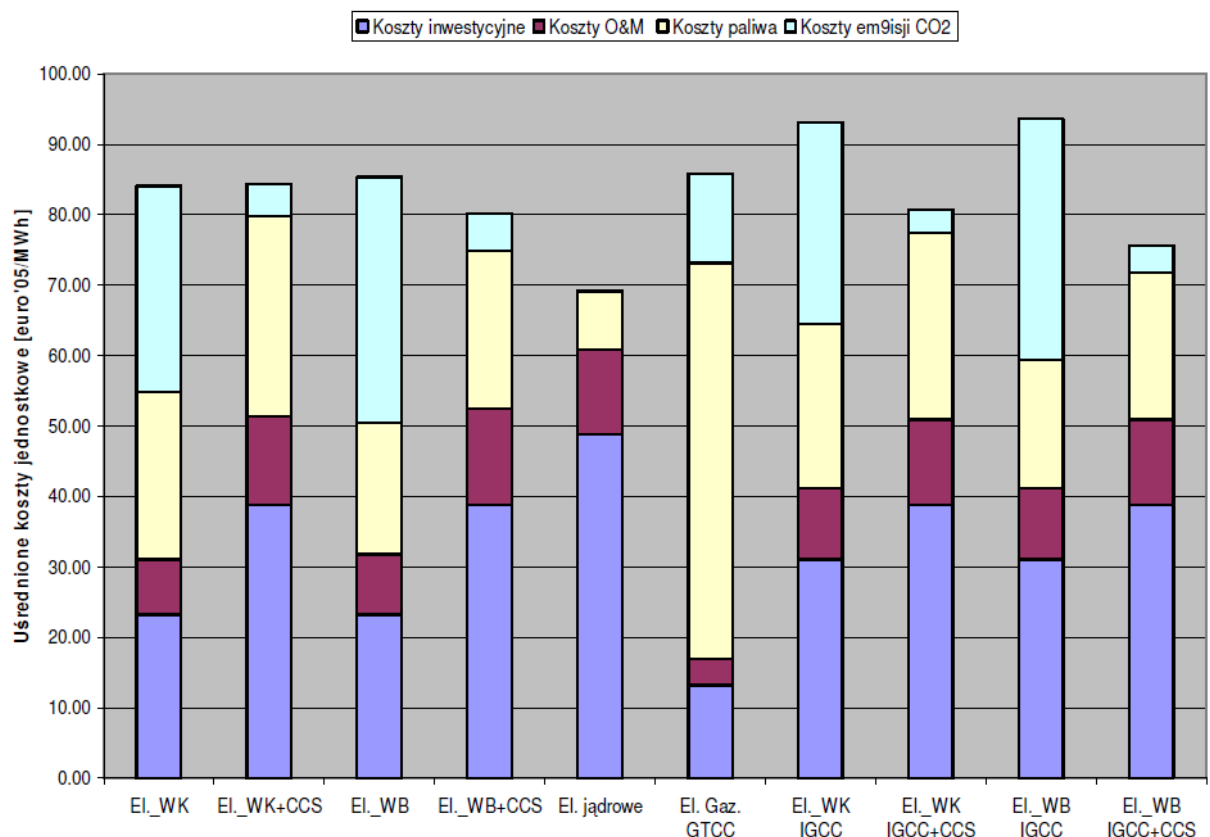


#### 2.3.1.1.4. Prognoza kosztów wytwarzania energii elektrycznej

Wyniki analizy wskazują na konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni jądrowych (przy konserwatywnych dla EJ założeniach) wobec pozostałych technologii uwzględnianych w obliczeniach modelowych (Tabela 6, Rysunek 8), ze względu na przewidywany wzrost cen paliw organicznych i opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>.

Tabela 6. Uśrednione koszty wytwarzania energii w reprezentatywnych elektrowniach [€/05/MWh].

Elektrownie	Wsp. obc.	Koszty inwestycyjne	Koszty O&M	Koszty paliwa	Koszty emisji CO <sub>2</sub>	Całkowite
EI._WK	0.70	23.26	7.80	23.79	29.20	84.74
EI._WK+CCS	0.70	38.76	12.60	28.43	4.46	84.94
EI._WB	0.70	23.26	8.55	18.60	34.88	85.99
EI._WB+CCS	0.70	38.76	13.71	22.32	5.33	80.82
<b>EI. jądrowe</b>	<b>0.80</b>	<b>48.75</b>	<b>12.11</b>	<b>8.29</b>	<b>0.00</b>	<b>69.95</b>
EI. Gaz. GTCC	0.7	13.20	3.75	56.17	12.65	86.48
EI._WK IGCC	0.7	31.01	10.20	23.31	28.62	93.83
EI._WK IGCC+CCS	0.7	38.76	12.20	26.49	3.25	81.40
EI._WB IGCC	0.7	31.01	10.20	18.22	34.17	94.30
EI._WB IGCC+CCS	0.7	38.76	12.20	20.76	3.89	76.31



Rysunek 8. Struktura uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach.

Pomimo, że elektrownie jądrowe cechuje konkurencyjność w stosunku do innych źródeł wytwórczych energii w scenariuszu bazowym prognozowanej strukturze źródeł energii ich wprowadzenie planuje się dopiero od ok. 2022 r., gdyż do pokrycia zaktualizowanego zapotrzebowania na energię

elektryczną w latach wcześniejszych wystarczają elektrownie istniejące, obecnie budowane i przewidziane do budowy w celu spełnienia wymagań pakietu energetyczno-klimatycznego UE.

#### 2.3.1.1.5. Porównanie aktualnych kosztów inwestycyjnych dla elektrowni jądrowych z przewidywanymi kosztami podanymi w Prognozie

W Wielkiej Brytanii przewidywane nakłady inwestycyjne na 2 reaktory EPR mają wynieść 14 mld GBP<sup>9</sup>, czyli  $14 \times 1,167 = 16,3$  mld euro<sup>10</sup> (5,1 mln euro/MW), a cena energii elektrycznej z elektrowni jądrowych podawana przez EDF ma wynosić 97 GBP/MWh, czyli  $1,167 \times 97 = 113$  euro/MWh. Według ocen brytyjskich, wielkości te mają być niższe, choć ostatecznego porozumienia jeszcze nie osiągnięto. Należy tu jednak zwrócić uwagę na fakt, że jest to wyjściowy (do negocjacji handlowych) poziom **cen** energii elektrycznej dla kontraktu różnicowego, a **nie kosztów** jej wytwarzania.

Według ocen opublikowanych przez firmę AREVA w styczniu 2013 r., koszt energii elektrycznej z EJ Flamanville 3 z reaktorem EPR, już po uwzględnieniu wzrostu kosztów budowy tego bloku do 8,5 mld euro, wyniesie około 80 euro/MWh<sup>11</sup>.

Według ocen opublikowanych przez US Nuclear Energy Institute w maju 2013 r. (opartych na danych z US Energy Information Administration i z Annual Energy Outlook 2013), całkowite, uśrednione w ciągu życia, koszty energii elektrycznej z nowoczesnych elektrowni jądrowych oddawanych do eksploatacji w 2018 roku w USA mają wynieść 108,4 USD/MWh (przy wartości dolara z 2011 roku<sup>12</sup>), to jest 81 euro/MWh. Parametry przyjęte do obliczeń są następujące: koszt kredytu 5% rocznie, koszt kapitału własnego 15% i stosunek kredytu do kapitału własnego równy 70/30. Nakłady inwestycyjne na EPC przyjęto równe 5 mln USD/MW, czyli 3,8 mln euro/MW, współczynnik obciążenia 90%, uśrednione koszty inwestycyjne 83,4 USD/MWh, stałe koszty eksploatacji 11,6 USD/MWh, zmienne koszty eksploatacji łącznie z paliwem 12,3 USD/MWh, koszty przesyłu energii 1,1 USD/MWh.

W Finlandii wg oceny firmy AREVA całkowity koszt EJ OL3 o mocy 1600 MWe wyniesie 8 mld euro, czyli 5 mln euro/MW.

Jednakże najbardziej aktualne dane o nakładach inwestycyjnych pochodzą z kontraktów zawartych w ciągu dwóch ostatnich lat w Turcji. Potwierdzają one oceny przedstawione w Prognozie w 2011 roku. W Turcji wartość kontraktu na pierwszą elektrownię jądrową z 4 blokami WWER o łącznej mocy 4800 MWe wynosi 20 mld USD, co odpowiada jednostkowym nakładom 3,2 mln euro/MW. Kontrakt na drugą elektrownię jądrową z 4 reaktorami ATMEA o łącznej mocy 4800 MWe opiewa na 22 mld USD<sup>13</sup>, co odpowiada nakładom jednostkowym 3,5 mln euro/MWe. W obu przypadkach są to ceny płacone dostawcom jądrowego bloku energetycznego za budowę „pod klucz”, a więc ze wszystkimi kosztami prac inżynierskich, dostaw urządzeń, budowy i rozruchu (EPC- engineering, procurement, construction), ale bez kosztów własnych inwestora, jak koszt działki lub linii przesyłowych i oprocentowanie kapitału podczas budowy. Po doliczeniu tych kosztów łączne nakłady inwestycyjne dla elektrowni tureckich kształtują się na poziomie około 4,5 mln euro/MW.

9 1 GBP = 1.16705318 Euro (25.05.2013)

10 <http://m.foxbusiness.com/quickPage.html?page=19453&content=85055560&pageNum=-1>

11 <http://www.ft.com/cms/s/0/5f270d2c-5660-11e2-aa70-00144feab49a.html#ixzz2UCgtQfj>

12 [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity\\_generation.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm)

13 [http://energetyka.wnp.pl/japonsko-francuskie-konsorcjum-zbuduje-atomowke-w-turcji,196606\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/japonsko-francuskie-konsorcjum-zbuduje-atomowke-w-turcji,196606_1_0_0.html)

Jak widać, nakłady inwestycyjne podane w Prognozie odpowiadają aktualnym danym o cenach w kontraktach zawieranych na świecie na nowe elektrownie jądrowe. W przeliczeniu na ilość energii dostarczanej w ciągu roku są one znacznie mniejsze niż nakłady inwestycyjne na OZE.

Dla przykładu, w przypadku wykorzystania instalacji wytwórczej energii elektrycznej opartej o ogniwa fotowoltaiczne, nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy szczytowej wynoszą 2 mln euro/MW. Rzeczywista średnia wydajność tego typu ogniw w 2012 r. wyniosła 0,095<sup>14</sup>. Mając na uwadze powyższe koszty inwestycyjne dla uzyskania energii z tego źródła wyniosą:

$$2 \text{ mln euro/MW} / 0.095 = 21 \text{ mln euro/MW} \text{ mocy średniej.}$$

Należy przy tym zaznaczyć, że są to nakłady inwestycyjne obliczone bez uwzględnienia konieczności zapewnienia stałego zasilania elektrycznego odbiorców energii w systemie, a więc bez kosztów magazynowania energii.

#### **2.3.1.1.6. Koszty współpracy elektrowni jądrowych i odnawialnych źródeł energii OZE z systemem elektroenergetycznym.**

W kontekście porównania kosztów elektrowni jądrowych i źródeł wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii o przerywanym charakterze pracy, takich jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, trzeba brać pod uwagę nie tylko koszty jednostki energii wyprodukowanej w czasie najdogodniejszym dla źródeł OZE, a więc wtedy, gdy akurat świeci słońce lub wieje wiatr, ale także koszty zapewnienia ciągłego zasilania w systemie elektroenergetycznym w ciągu całej doby. Oczywiście jest, że zarówno w skali roku jak i skali doby, nie jest możliwe ciągłe wytwarzanie energii elektrycznej z energii słonecznej, ze względu na okresowy jej brak światła słonecznego w godzinach nocnych lub zbyt małą jego intensywność spowodowaną warunkami pogodowymi. Poszczególne okresy roku różnią się intensywnością i długością nasłonecznienia w ciągu doby, stąd nawet przy zapewnieniu znacznych pojemności magazynowania energii, panele fotowoltaiczne w zimie wytworzą dużo mniej energii niż w okresie letnim. W przypadku energii wytwarzanej w farmach wiatrowych znacznym problemem jest nieregularność występowania i siły wiatru w skali roku. Oznacza to, że system elektroenergetyczny musi posiadać elektrownie pracujące z niepełnym obciążeniem – znacznie poniżej obciążenia nominalnego odpowiadającego najwyższej sprawności, tak by mogły przejąć obciążenie w okresach, gdy źródła OZE dają mało energii. Krótkookresowe magazynowanie energii, np. przez 16 godzin, można zapewnić poprzez użycie akumulatorów wanadowych lub wykorzystanie elektrolizy wody dla otrzymania wodoru jako nośnika energii. Akumulator wanadowy o mocy 1,5 MWh kosztuje 0,5 mln USD i zajmuje 70 m<sup>2</sup>, przy masie 107 ton. Pozwala on na 10 000 cykli ładowania i rozładowania. Sprawność całego cyklu to 70-75%. Koszt inwestycyjny baterii wanadowych o pojemności 16h x 1000 MWe wyniósłby:

$$16\,000 \text{ MWh} \times 0,5 \text{ mln USD} / 1,5 \text{ MWh} = 5,32 \text{ mld USD, a powierzchnia } 0,74 \text{ km}^2.$$

Oznacza to, że nakłady inwestycyjne na budowę instalacji magazynującej energię opartej o akumulatory wanadowe byłyby większe niż koszt elektrowni jądrowej. Koszty zapewnienia rezerwy mocy oraz zajęcie terenu stanowiłyby dodatkowe, obok kosztu instalacji paneli fotowoltaicznych, obciążenie związane z wytworzeniem energii elektrycznej z energii słonecznej, natomiast ograniczona

---

14 <http://theenergycollective.com/willem-post/46142/impact-pv-solar-feed-tariffs-germany>

pojemność akumulatorów nie zapewniłaby stabilnego zasilania w przypadku niskich możliwości wytwórczych w okresie dłuższym niż 16 godzin.

Do magazynowania energii słonecznej można użyć systemu: baterie akumulatorowe + elektrolizery + wodór + amoniak, który pozwala na magazynowanie energii przez wiele tygodni. Sprawność takiego systemu wynosiłaby około 70% dla pierwszych kilku godzin magazynowania (akumulatory). Z czasem malałaby do około 35% dla pełnego cyklu (70% elektrolizery x 60% generator w cyklu łączonym x 90% przesyłanie energii x 93%, przy założeniu, że połowa wodoru jest przekształcana na amoniak). Oznacza to, że nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy otrzymywanej z układu fotowoltaicznego z magazynowaniem energii w pełnym cyklu wyniosłyby dla warunków polskich:

21 mln euro/MW /0,35 = 60 mln euro/MW.

Należy przy tym pamiętać, że ogniwa fotowoltaiczne mogą pracować jedynie przez 25-30 lat, tzn. w ciągu życia EJ, wynoszącego 60 lat, trzeba będzie je wymienić ponosząc od nowa koszty inwestycyjne.

W analizie porównawczej kosztów energetyki jądrowej i energii słonecznej wykazano<sup>15</sup>, że dwa bloki z reaktorami EPR o łącznej mocy 3200 MWe wytworzą w ciągu 20 lat 450 TWh, to jest więcej niż wszystkie panele fotowoltaiczne zbudowane w Niemczech w latach 2000-2011, które w ciągu 20 lat, tj. do 2031 roku dostarczą około 400 TWh energii. Nakłady inwestycyjne na blok w Olkiluoto 3 ze wszystkimi narzutami i o opóźnieniach powodowanymi prototypowością wynoszą wg oświadczenia AREVY 8 mld euro<sup>16</sup>. Koszty poniesione przez niemieckich odbiorców energii elektrycznej na panele fotowoltaiczne do 2031 roku wyniosą około 130 miliardów euro. W konsekwencji koszty energii jądrowej średnie w ciągu 60 lat życia reaktora EPR będą wielokrotnie mniejsze niż koszty energii słonecznej.

Żywotność ogniw fotowoltaicznych jest znacznie mniejsza niż EJ, a ich wydajność maleje z wiekiem. Przy przyjęciu tempa degradacji ogniw wynoszącego 0,5% rocznie, ogniwa o mocy 24700 MWe zainstalowane w Niemczech do 2011 roku pozwolą na wytworzenie w ciągu 30 lat nieco powyżej 604 TWh energii, a więc niewiele więcej niż wytworzy jeden blok z reaktorem EPR.

Obecnie fotowoltaika – podobnie jak inne źródła wytwórcze OZE - nie ma obowiązku dostarczania stałej energii do sieci. Stabilne dostawy zapewniają elektrownie systemowe, to jest jądrowe, węglowe i gazowe. Fotowoltaika dostarcza marginalne ilości energii, i skutki wahań pokrywane są przez inne elektrownie. Dopóki problemy magazynowania energii i jej przesyłania na duże odległości nie zostaną rozwiązane, fotowoltaika pozostanie źródłem energii o niewielkim wkładzie w pracę systemu elektroenergetycznego. Po 30 lub 40 latach część paneli będzie mogła nadal wytwarzać energię elektryczną, ale większość zostanie usunięta lub wymieniona, a właściciele instalacji poniosą odpowiednie wydatki.

Magazynowanie energii oznacza utratę atrakcyjności systemów słonecznych, ale bez magazynowania konieczne będzie utrzymywanie znacznej rezerwy w elektrowniach systemowych (wirującej i interwencyjnej), co oznacza znaczące koszty oraz problemy w planowaniu pracy i regulacji systemu elektroenergetycznego.

15 <http://thebreakthrough.org/index.php/programs/energy-and-climate/cost-of-german-solar-is-four-times-finnish-nuclear/>

16 <http://m.foxbusiness.com/quickPage.html?page=19453&content=85055560&pageNum=-1>

Należy dodać, że koszty magazynowania energii z wykorzystaniem elektrowni szczytowo-pompowych są również bardzo wysokie – ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne (2000-3000 USD/kW<sup>17</sup>) oraz znaczne straty energii w cyklu pompowanie-generacja (sprawność tego cyklu jest zwykle na poziomie 72-75%), a ponadto są bardzo ograniczone możliwości terenowe lokalizowania takich obiektów.

Wielkość kosztów dodatkowych ponoszonych dla utrzymania stabilności systemu energetycznego określono w raporcie OECD z 2012 roku. Poniżej przedstawiono wyniki dla Niemiec, jako kraju najbardziej zaawansowanego we wdrażaniu OZE do systemu energetycznego.

Tabela 7. Koszty systemowe w Niemczech<sup>18</sup> (USD/MWh).

Technologia	Elektrownie jądrowe		Lądowe elektrownie wiatrowe		Morskie farmy wiatrowe		Elektrownie solarne fotowoltaiczne	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Udział w wytwarzaniu energii elektrycznej	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Koszty rezerwy	0	0	7,96	8,84	7,96	8,84	19,22	19,71
Koszty bilansowania	0,52	0,35	3,3	6,41	3,3	6,41	3,3	6,41
Podłączenie do sieci	1,9	1,9	6,37	6,37	15,71	15,71	9,44	9,44
Wzmocnienie sieci	0	0	1,73	22,23	0,92	11,89	3,69	47,4
Łączne koszty na poziomie systemu	2,42	2,25	19,36	43,85	27,9	42,85	35,64	82,95

Przegląd w krajach OECD wykazał, że w Europie koszty sieciowe dla OZE są znacznie większe niż dla elektrowni jądrowych. Jak wykazuje przykład Niemiec, wprowadzanie OZE wymaga wielkich subsydiów płaconych przez wszystkich odbiorców energii, zarówno na same instalacje jak i na rozbudowę sieci.

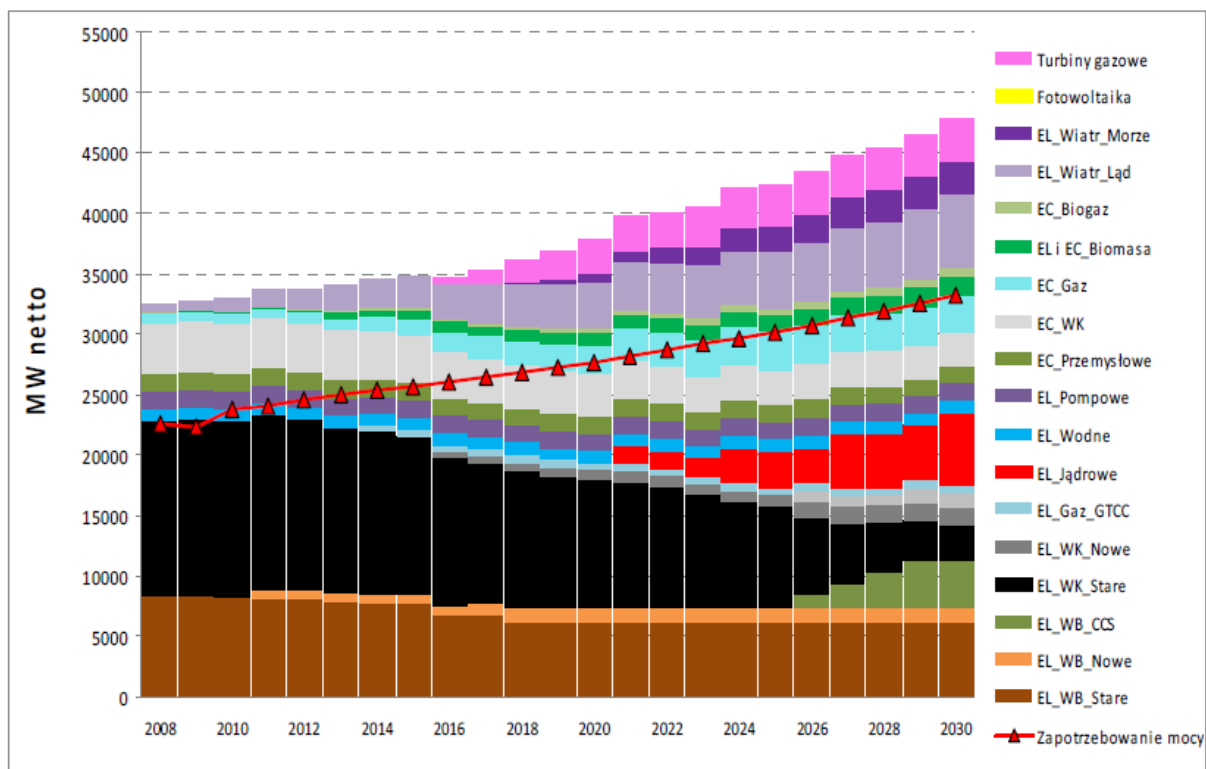
### 2.3.1.2. Wyniki analizy wrażliwości dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla

W tym scenariuszu założono wyższy poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, z osiągnięciem w roku 2030 poziomu 60 €/t CO<sub>2</sub> (w scenariuszu bazowym: 33 €/tCO<sub>2</sub>), przy zachowaniu pozostałych założeń przyjętych dla scenariusza bazowego. Wyniki analiz tego scenariusza przedstawiono na poniższych rysunkach.

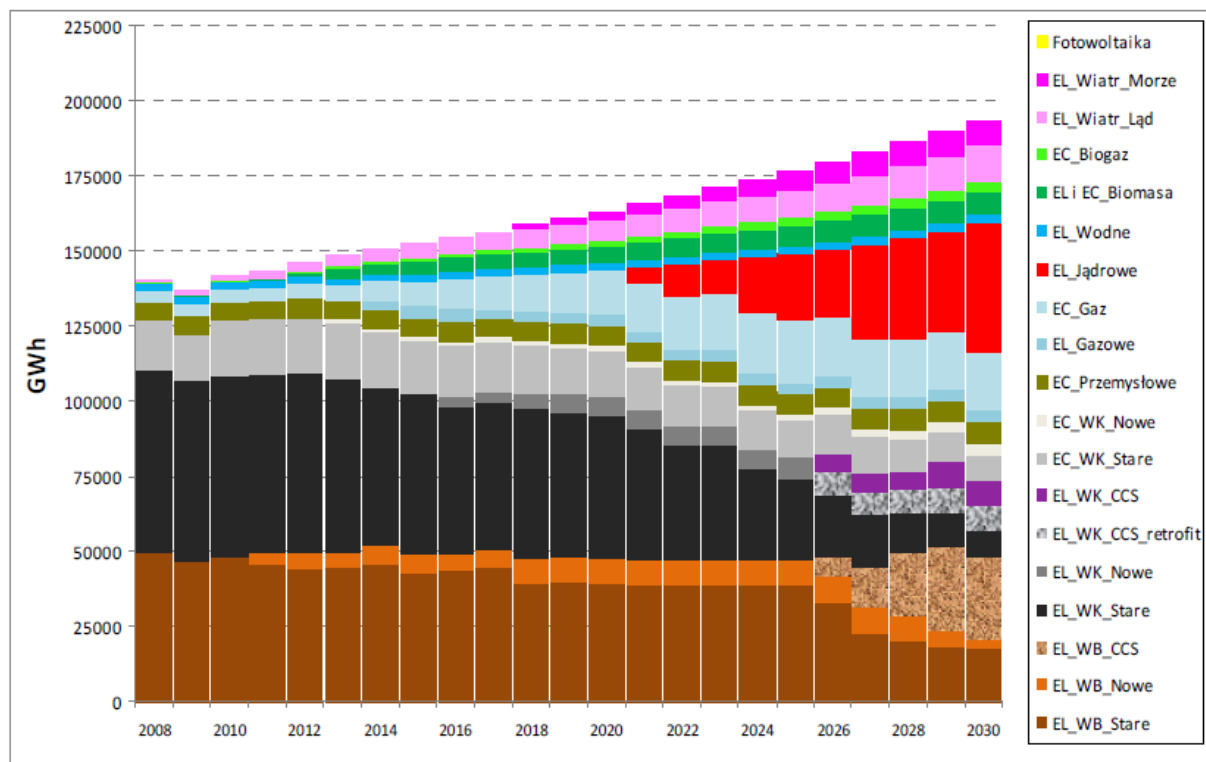
17 <http://www.giz.de/Themen/en/dokumente/giz2012-en-hydropower-workshop-pump-storage-experiences.pdf>

18 Nuclear energy and renewable systems in low carbon electricity systems, OECD 2012, page 127

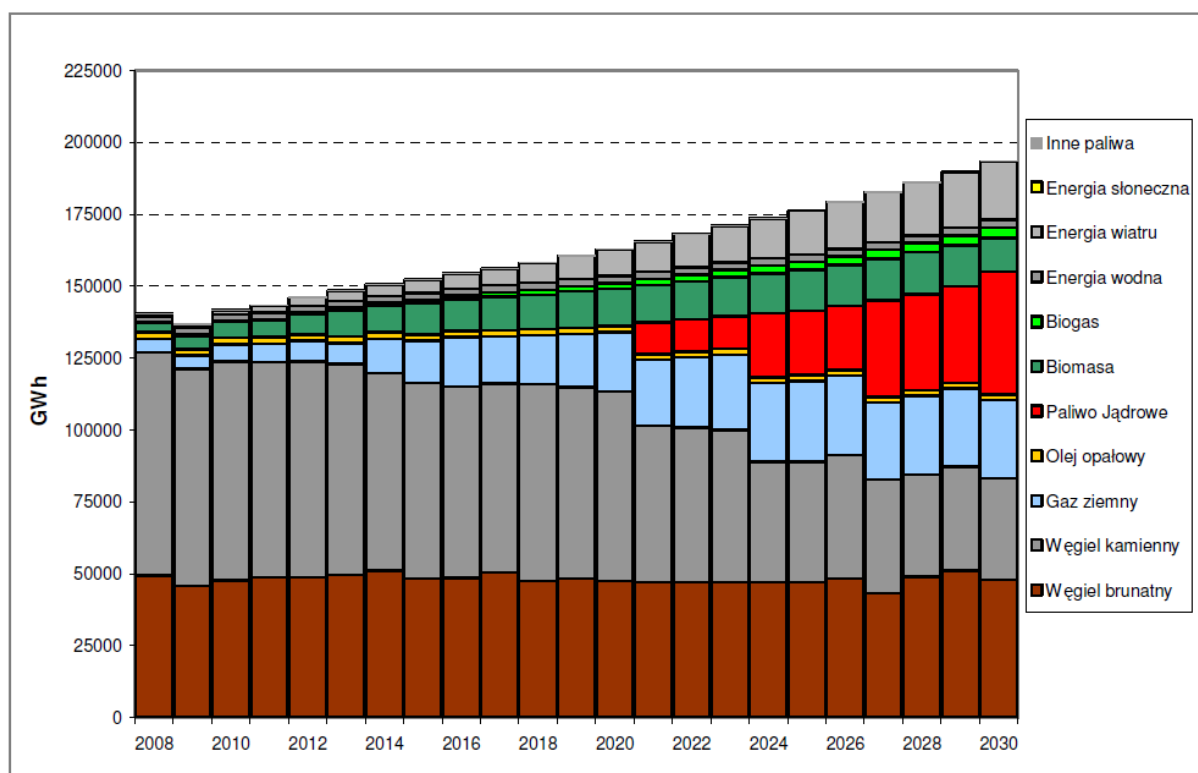
Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 9. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.



Rysunek 10. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.



Rysunek 11. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej w scenariuszu wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Efektom wysokiej dynamiki cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jest przede wszystkim **zwiększenie wykorzystania źródeł gazowych**. Dotyczy to zwłaszcza elektrociepłowni na gaz ziemny, które w znacznym stopniu wypierają stare oraz ograniczają rozwój nowych elektrociepłowni na węgiel kamienny. Elektrownie w układzie gazowo-parowym, uzyskują nieco większy udział w produkcji energii elektrycznej niż w scenariuszu bazowym, niemniej jednak pozostają mało konkurencyjne wobec źródeł węglowych, wyposażonych w instalacje CCS.

**W tym wariantcie bardzo wyraźna jest konkurencyjność elektrowni jądrowych** (por. Rysunek 1), których **pierwszy blok** o mocy 1500 MW netto pojawia się w **2021 r.**, a **następne** są budowane **co trzy lata**, przez co do 2030 r. pracują **4 bloki jądrowe o sumarycznej mocy netto 6000 MW**. **Elektrownie jądrowe silnie stabilizująco wpływają na ceny energii elektrycznej, zwłaszcza po 2025 r.** Kolejny wyraźny efekt, to znaczący rozwój po roku 2025 źródeł węglowych wyposażonych w instalacje CCS, szczególnie tych opalanych węglem brunatnym.

### 2.3.1.3. Wpływ energetyki jądrowej na koszty wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

**W scenariuszu bazowym** w strukturze źródeł o najmniejszych kosztach zdyskontowanych pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 1500 MW pojawia się w 2022 r., a kolejne bloki powinny być uruchamiane w trzyletnich odstępach – łącznie do 2030 r. powinno być oddane do eksploatacji bloki jądrowe o mocy **4500 MW**. Natomiast **w scenariuszu wysokich kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>**, pierwszy blok o mocy 1500 MW netto pojawia się w 2021 r., a następnie są budowane co trzy lata, przez co do 2030 r. pracują bloki jądrowe o sumarycznej mocy netto **6000 MW**.

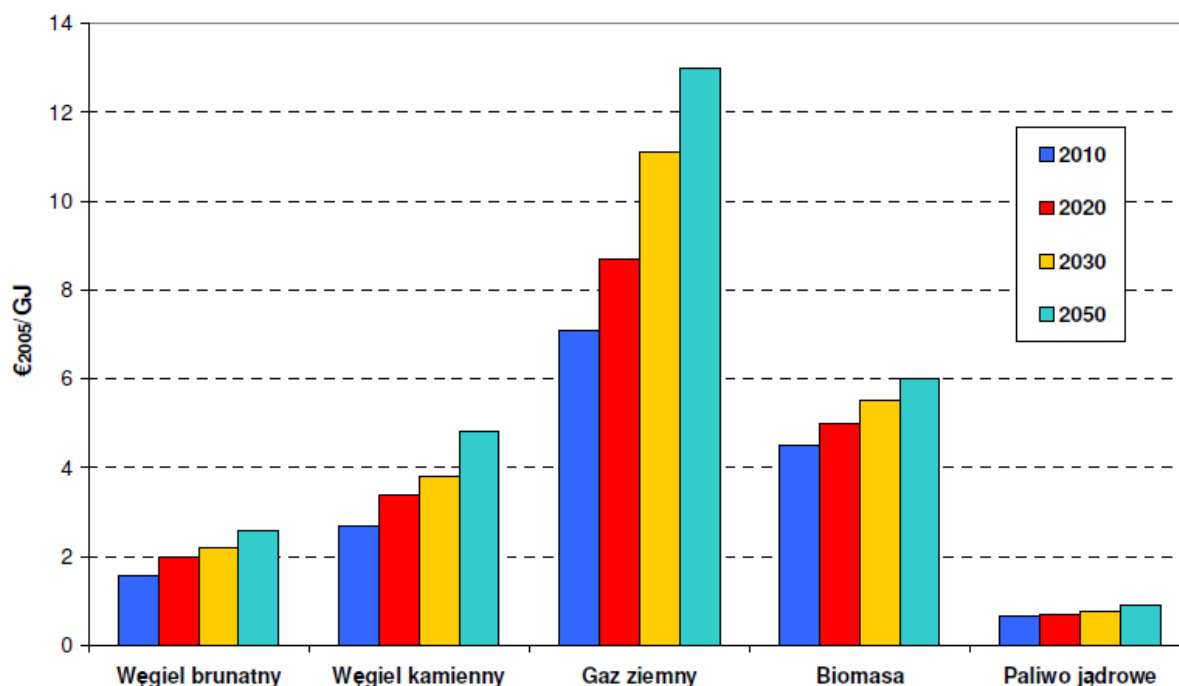
W scenariuszu bazowym po roku 2025 następuje stabilizacja kosztów wytwarzania związana z rosnącym udziałem w strukturze wytwórczej elektrowni jądrowych i elektrowni wyposażonych w instalacje CCS.

**W warunkach niskich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>** elektrownie jądrowe praktycznie nie zmieniają średnich kosztów wytwarzania, ale pozwalają na osiągnięcie **znacznych redukcji emisji CO<sub>2</sub>**.

Natomiast **przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>**, elektrownie jądrowe **wpływają stabilizująco na poziom cen energii elektrycznej**, a brak elektrowni jądrowych w strukturze źródeł wytwórczych skutkuje znacznym wzrostem kosztów wytwarzania. Częściowo alternatywę dla elektrowni jądrowych mogą stanowić źródła konwencjonalne wyposażone w instalacje CCS. Jednakże biorąc pod uwagę obecny, wczesny stan rozwoju tej technologii, należy ostrożnie podchodzić do oszacowań przyszłych parametrów technicznych oraz kosztów związanych z eksploatacją tej technologii. Analogiczne oceny kosztów funkcjonowania elektrowni jądrowych są znacznie bardziej wiarygodne.

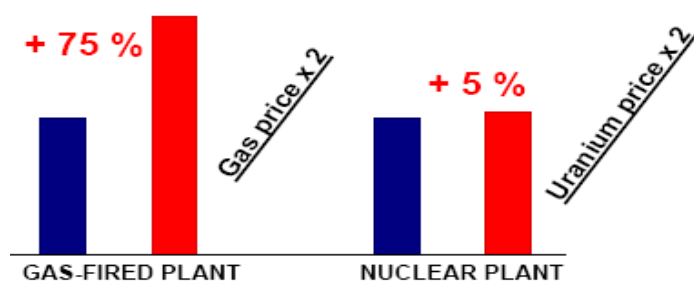
### 2.3.2. Dyskusja tezy o błędnych szacunkach w PPEJ i Prognozie SEA dotyczących cen uranu

W analizach kosztów wytwarzania energii uwzględniono prognozowany wzrost cen uranu. Długoterminowa prognoza – do 2050 r. (Rysunek 12) przewiduje, że wzrost cen uranu będzie jednak najmniejszy spośród nośników energii.



Rysunek 12. Prognoza cen paliw do 2050 r. (na GJ wytwarzanego ciepła) [PPEJ, ARE].





Rysunek 13. Wpływ podwojenia ceny gazu ziemnego i uranu na koszt energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni gazowej i jądrowej [AREVA].

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 niższe 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 jądrowego. 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% (Rysunek 14).

### 2.3.3. Dodatkowe analizy podsektora wytwarzania energii elektrycznej wynikające z aktualizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

Aby zapewnić, że PPEJ opiera się na prognozie rozwoju krajowego sektora energetycznego, sporządzonej w oparciu o aktualną sytuację na globalnym, europejskim i krajowym rynku energii opracowano w 2013 roku kolejne, dodatkowe aktualizacje wykonanych wcześniej analiz. Uwzględniają nowe dane prognostyczne parametrów zewnętrznych, w tym dotyczących projekcji makroekonomicznych, cen paliw, działań w zakresie efektywności użytkowania energii oraz rozwoju energetyki odnawialnej. W 2013 roku wykonano:

- ARE S.A. kwiecień 2013 - Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii<sup>19</sup>,
- ARE S.A. czerwiec 2013 - Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.<sup>20</sup>,

**Analizy te potwierdziły, że nie jest możliwe zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce jedynie przez poprawę efektywności wykorzystania energii i rozwój OZE, a także zasadność decyzji o dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej.**

<sup>19</sup> Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, ARE S.A., kwiecień 2013.

<sup>20</sup> Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r., opracowanie Agencji Rynku Energii S.A., czerwiec 2013 r.,

W zaktualizowanej prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 określono w szczególności:

- Prognozę zapotrzebowania na finalną energię elektryczną;
- Strukturę mocy źródeł wytwórczych, strukturę produkcji energii elektrycznej i strukturę paliwową wytwarzania energii elektrycznej – dla scenariusza bazowego i innych scenariuszy rozpatrzonych w ramach analiz wrażliwości (w tym wariantów bez energetyki jądrowej);
- Koszty wytwarzania energii elektrycznej – dla scenariusza bazowego i innych scenariuszy rozpatrzonych w analizie wrażliwości;
- Wielkości emisji CO<sub>2</sub> – dla scenariusza bazowego i innych scenariuszy rozpatrzonych w analizie wrażliwości.

W ramach analiz wrażliwości w zaktualizowanej prognozie przeanalizowano następujące scenariusze – w stosunku do scenariusza bazowego (o optymalnej kosztowo strukturze źródeł wytwórczych):

- Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- Scenariusz niskich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- Scenariusz niskich cen gazu ziemnego,
- Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych,
- Scenariusz ze zdeterminowanymi blokami węglowymi.

### **2.3.3.1. Prognoza potrzebowania na finalną energię elektryczną**

#### **2.3.3.1.1. Założenia przyjęte do analizy**

- Zaktualizowana prognoza makroekonomiczna (oparta o prognozę opracowaną przez Ministerstwo Finansów), w której założono, że średnie realne tempo wzrostu PKB Polski będzie stopniowo zbliżać się do długookresowego tempa wzrostu tej kategorii w Unii Europejskiej. Przyjęto, że w rozpatrywanym okresie gospodarka Polski będzie rozwijać się ze średnim tempem wzrostu PKB na poziomie 3,1%. Jest to tempo znacząco niższe od 5,1% przyjętego do „Prognozy dla PEP 2030”.
- Projekcje cen paliw na rynkach europejskich i cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> – wg. opracowania Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) „World Energy Outlook 2012”. W szczególności projekcji IEA, wg. której cena pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> osiągnie w 2030 r. poziom 30 €/tCO<sub>2</sub>.
- Zaktualizowana prognoza skutków wdrażania racjonalizacji użytkowania energii.
- Projekcja likwidacji wyeksploatowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz założenia dotyczące zdeterminowanych jednostek.
- Zaktualizowane parametry techniczno-ekonomiczne charakterystyki nowych jednostek wytwórczych. W szczególności przyjęto, że:
  - technologie wychwytu i składowania dwutlenku węgla nie będą gwarantować opłacalności przed 2025 r.;
  - eksploatacja nowych złóż węgla brunatnego (w rejonie Legnicy i Gubina) nastąpi nie wcześniej niż przed rokiem 2025;
  - technologia IGCC będzie dostępna w Polsce od roku 2025.
- Założono także, w scenariuszu ze zdeterminowanymi blokami węglowymi, realizację budowy bloków węglowych nr 5 i 6 (2 x 830 MW<sub>netto</sub>) w Opolu, budowę bloku węglowego o mocy 830

MW<sub>netto</sub> w Jaworznie obok realizowanych takich jednostek jak bloki: 436 MW<sub>el netto</sub> w Stalowej Woli (2015 – EC gaz), 450 MW<sub>netto</sub> we Włocławku (2016 – EC gaz), 925 MW<sub>netto</sub> w Koźlenicach (2017 – EL węgiel kamienny) oraz 440 MW<sub>netto</sub> w Turowie (2018 – EL węgiel brunatny). Założono, że blok nr 5 w Opolu zostanie oddany do użytku w 2018 r., natomiast blok nr 6 w 2019 r. Oddanie do użytku bloku w Jaworznie, założono z kolei na 2018 r.

### 2.3.3.1.2. Wyniki prognozy zapotrzebowania na finalną energię elektryczną

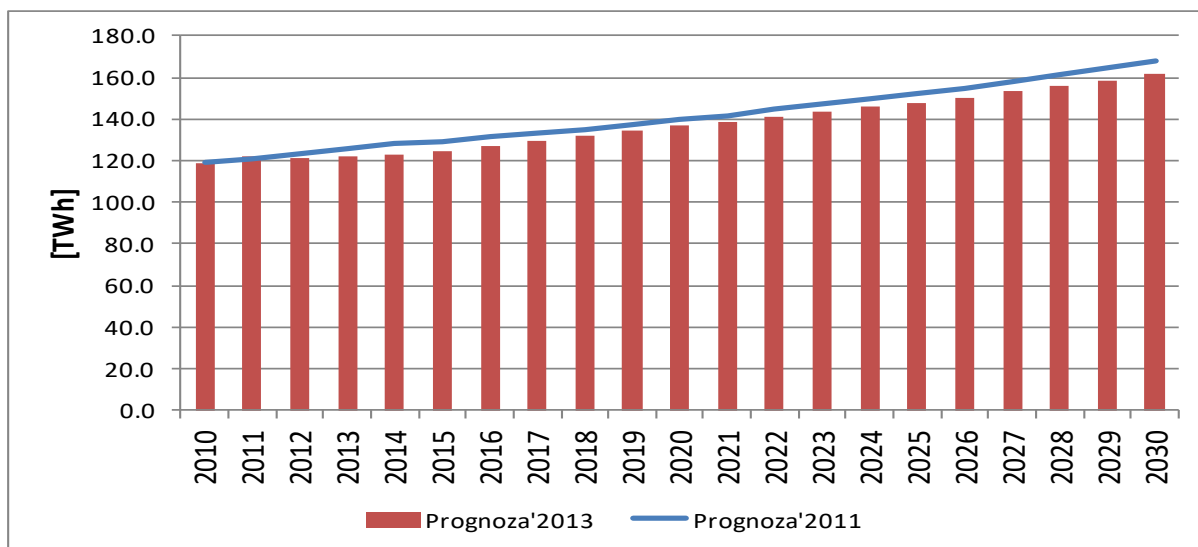
Wyniki prognoz pokazują, że zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną wzrośnie w rozpatrywanym horyzoncie czasowym z poziomu 119,1 TWh w 2010 r. do 161,4 TWh w 2030 r., czyli o 36 % (patrz tabela 8 i rysunek 14). Wspomniane zapotrzebowanie będzie rosło w tempie 1,5 % średniorocznie.

Tabela 8 Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną [TWh]

2008	2010	2015	2020	2025	2030
117,6*	119,5*	129,4*	139,4*	151,9*	167,6*
117,6**	119,1**	124,4**	136,6**	147,8**	161,4**

\*- Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, ARE, wrzesień 2011,

\*\* - Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, ARE, czerwiec 2013



Rysunek 14 Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną – Uaktualnienie z 2013 roku

Z porównania wyników finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z prognozy z 2013 roku i z aktualizacji wykonanej w 2011 r., wynikają nieznaczne różnice. Nowe założenia spowodowały niewielkie obniżenie projekcji zapotrzebowania, w głównej mierze w wyniku niższego tempa wzrostu PKB niż w prognozie z 2011 r.

### 2.3.3.1.3. Prognoza optymalnej struktury technologicznej i paliwowej wytwarzania energii elektrycznej

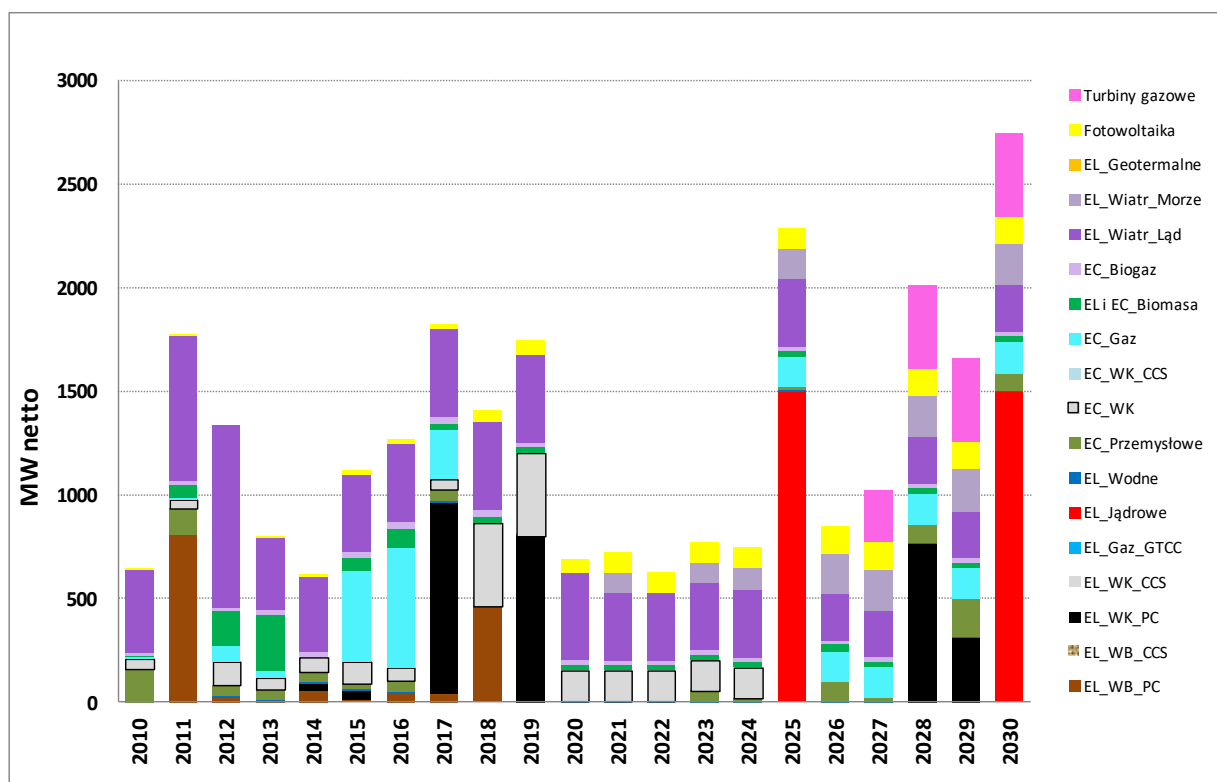
Zapewnienie odpowiedniej wielkości produkcji energii elektrycznej po racjonalnych kosztach i przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska będzie wymagało budowy nowych zeroemisyjnych i

niskoemisyjnych źródeł w oparciu o różne technologie energetyczne, w tym wysokosprawnych źródeł węglowych, jądrowych, gazowych i odnawialnych.

Ze względu na fakt, że w trakcie finalizowania prac nad PPEJ zapadły decyzje o budowie nowych elektrowni, jako scenariusz bazowy przyjęto w PPEJ scenariusz z zdeteminowanymi blokami węglowymi.

Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wzrośnie, w porównaniu z 2010 r., z 33,5 GW do ok. **44,5 GW** (czyli o ok. **33%**) w 2030 r., co daje średnioroczne tempo wzrostu na poziomie 1,45%. Natomiast zapotrzebowanie na moc szczytową netto wzrośnie w porównaniu z rokiem 2008 z poziomu 22,6 GW do ok. 33,3 GW w 2030 r. Znacząco zmniejsza się rola elektrowni systemowych zasilanych paliwami węglowymi. Wzrasta udział OZE (szczególnie lądowych elektrowni wiatrowych) oraz elektrociepłowni zasilanych gazem ziemnym

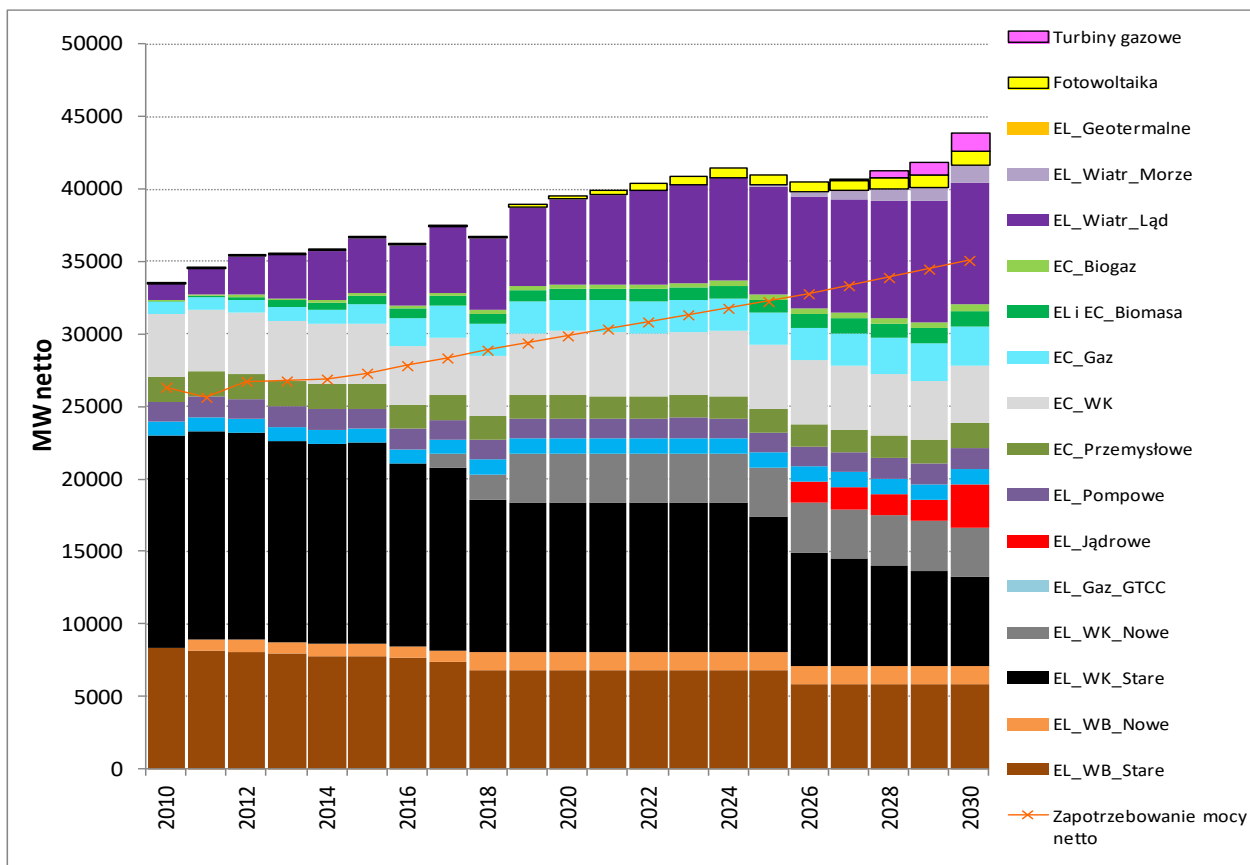
Pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 1 500 MW pojawia się w 2025 r., a kolejny blok będzie uruchomiony w roku 2030, a następne dwa do roku 2035. (rysunek 15).



Rysunek 15 Struktura nowych i zmodernizowanych mocy wytwórczych.

Prognozowaną strukturę źródeł wytwórczych przedstawiono poniżej (Tabela 9 i rysunek 16, 17, 18).

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



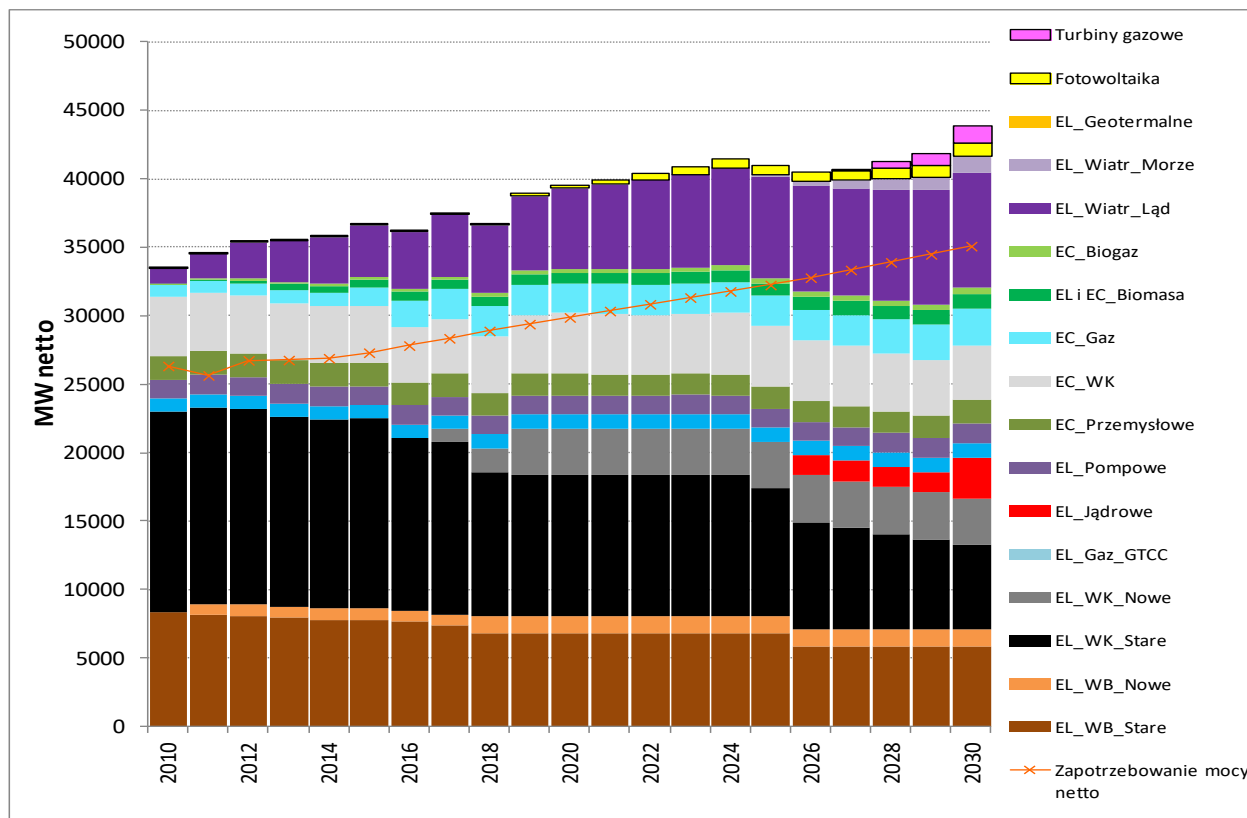
Rysunek 16 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza ze zdeteminowanymi jednostkami węglowymi

Tabela 9 Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej [MW].

	2010	2015	2020	2025	2030
EL_WB_Stare	8324	7818	6844	6797	5872
EL_WB_Nowe	0	803	1243	1243	1243
EL_WB_CCS	0	0	0	0	0
EL_WK_Stare	14687	13878	10298	9350	6151
EL_WK_Nowe	0	0	3415	3415	3415
EL_WK_CCS	0	0	0	0	0
EL_Gaz_GTCC	0	0	0	0	0
EL_Jądrowe	0	0	0	0	3000
EL_Wodne	935	968	996	1023	1051
EL_Pompowe	1405	1405	1405	1405	1405
EC_Przemysłowe	1741	1692	1626	1582	1695
EC_WK	4323	4164	4370	4426	3960
EC_WK_CCS	0	0	0	0	0
EC_Gaz	821	1387	2204	2204	2737
EL i EC_Biomasa	53	555	766	916	1066
EC_Biogaz	82	200	300	366	431
EL_Wiatr_Ląd	1108	3770	5845	7470	8474
EL_Wiatr_Morze	0	0	0	150	1150

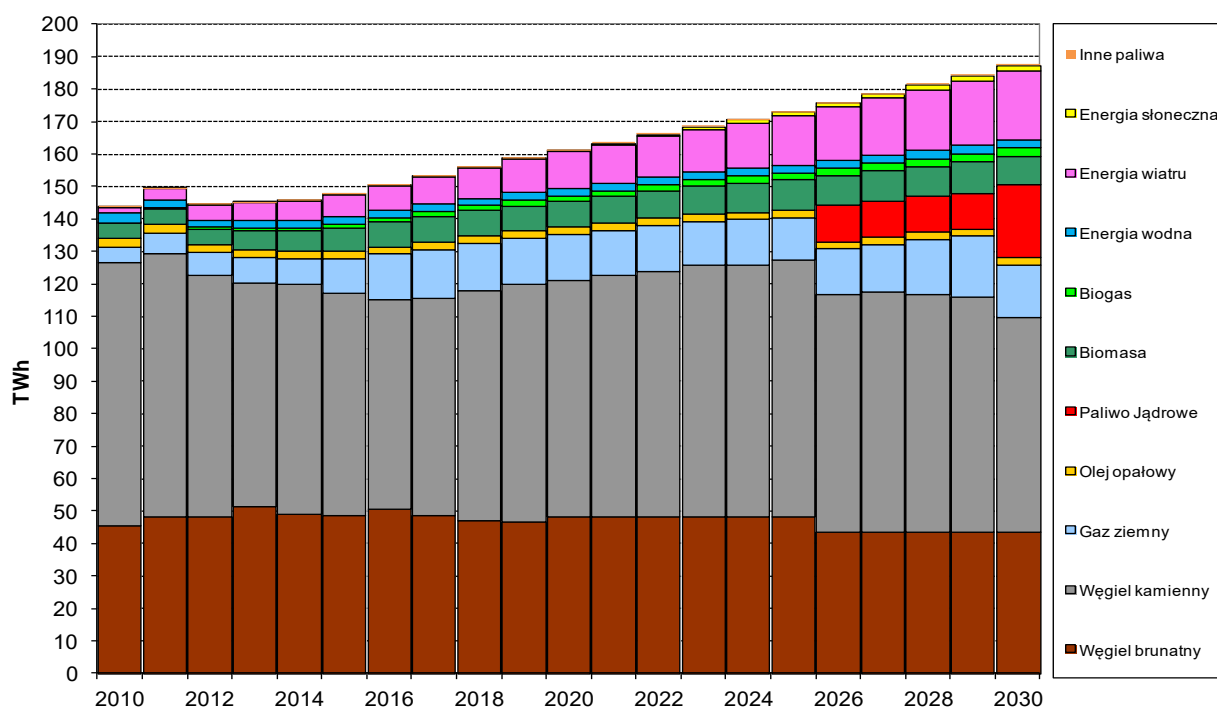
Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

EL_Geotermalne	0	0	0	0	0
Fotowoltaika	1	41	275	665	940
Turbiny gazowe	0	0	0	0	1267
<b>Razem</b>	<b>33480</b>	<b>36680</b>	<b>39585</b>	<b>41011</b>	<b>43857</b>



Rysunek 17 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza ze zdeteminowanymi jednostkami węglowymi

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 18 Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu ze zdeterminowanymi jednostkami węglowymi

Poniżej w tabeli przedstawiono prognozowaną strukturę produkcji energii elektrycznej wg. paliw.

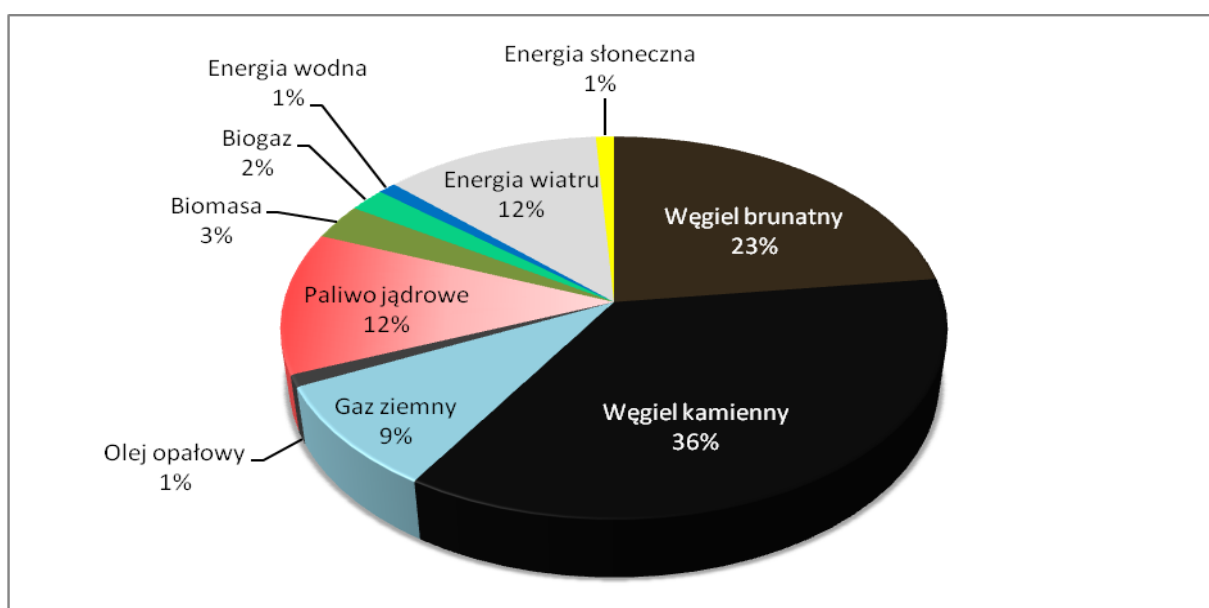
Tabela 10 Prognozowana produkcja energii elektrycznej netto wg rodzaju paliw [TWh].

	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Węgiel brunatny</b>	45.4	48.5	48.3	48.3	43.6
<b>Węgiel kamienny</b>	81.2	68.7	72.2	67.2	64.4
<b>Gaz ziemny</b>	4.7	10.7	14.5	13.3	17.1
<b>Olej opałowy</b>	2.7	2.3	2.2	2.2	2.1
<b>Paliwo jądrowe</b>	0.0	0.0	0.0	11.2	22.3
<b>Biomasa</b>	4.6	7.3	8.1	9.0	9.0
<b>Biogaz</b>	0.4	1.1	1.9	2.3	2.7
<b>Bioolej</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Energia wodna</b>	2.9	2.3	2.4	2.4	2.5
<b>Energia wiatru</b>	1.7	6.9	11.1	16.0	21.7
<b>Energia słoneczna</b>	0.00	0.06	0.35	0.99	1.91
<b>Inne paliwa</b>	0.26	0.23	0.18	0.11	0.10
<b>Razem</b>	<b>143.8</b>	<b>147.9</b>	<b>161.2</b>	<b>173.0</b>	<b>187.4</b>
<b>Udział %</b>					
	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Węgiel brunatny</b>	32%	33%	30%	28%	23%
<b>Węgiel kamienny</b>	57%	46%	45%	39%	35%
<b>Gaz ziemny</b>	3%	7%	9%	8%	9%
<b>Olej opałowy</b>	2%	2%	1%	1%	1%

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

<b>Paliwo jądrowe</b>	0%	0%	0%	6%	12%
<b>Biomasa</b>	3%	5%	5%	5%	5%
<b>Biogaz</b>	0%	1%	1%	1%	1%
<b>Bioolej</b>	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Energia wodna</b>	2%	2%	1%	1%	1%
<b>Energia wiatru</b>	1%	5%	7%	9%	12%
<b>Energia słoneczna</b>	0%	0%	0%	1%	1%
<b>Inne paliwa</b>	0%	0%	0%	0%	0%

Prognozowaną na rok 2030 strukturę udziału poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej przedstawiono na rysunku 19. W strukturze tej przewiduje się udział paliw jądrowych na poziomie 12%, i jest to nieco mniej niż przewidywano w poprzedniej wersji prognozy (15,7%).



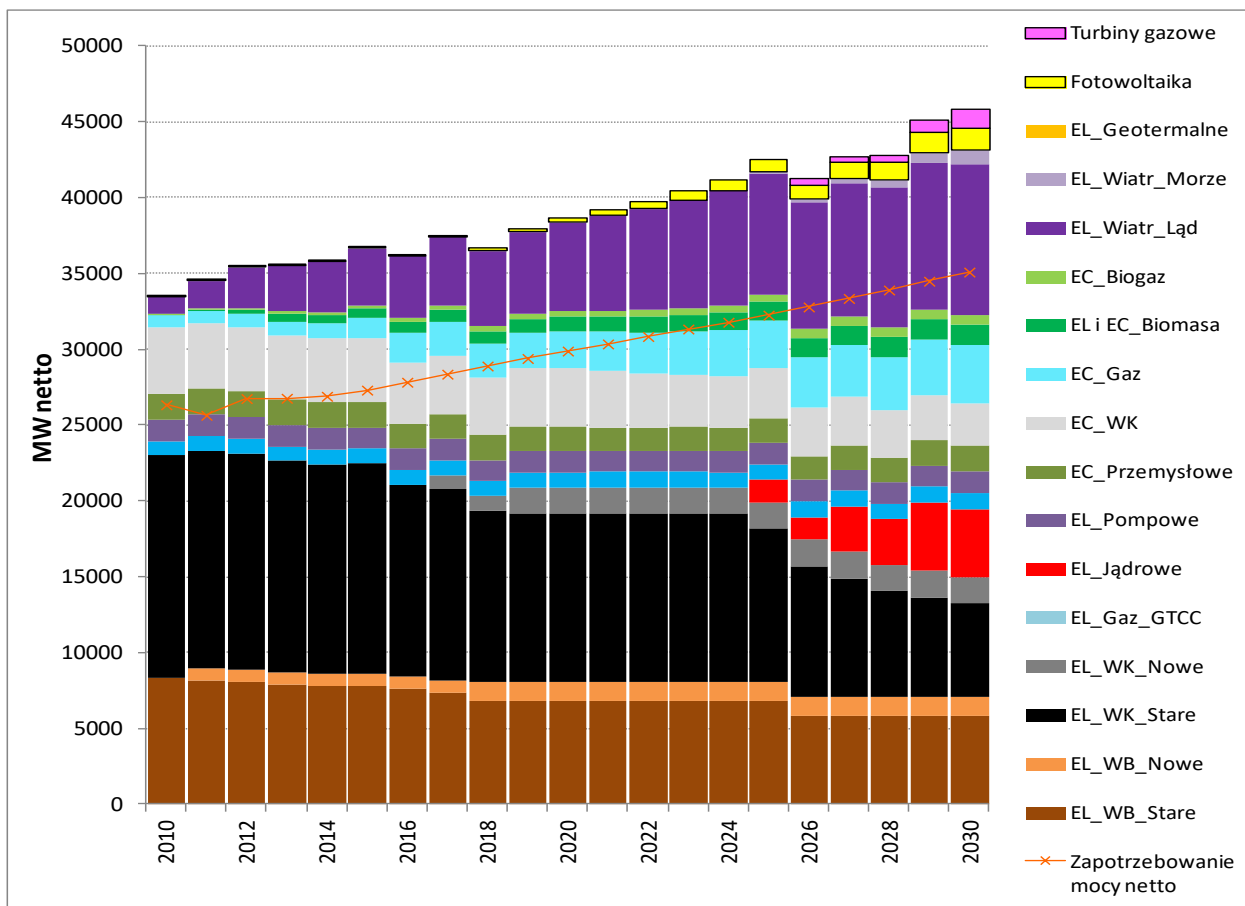
Rysunek 19 Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej netto - prognoza na 2030 r.

#### 2.3.3.1.4. Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

W ramach tego scenariusza założono szybsze, niż w scenariuszu bazowym, tempo wzrostu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Nie można wykluczyć realizacji takiego scenariusza (pomimo obserwowanych obecnie bardzo niskich poziomów wynikających prawdopodobnie z występującego obecnie w Europie kryzysu gospodarczego i nadpodaży uprawnień na rynku), jeśli zostaną przeforsowane pomysły drastycznego obniżenia emisji CO<sub>2</sub> (85% redukcja do 2050 r.) proponowane przez UE (Rysunek 20-23).

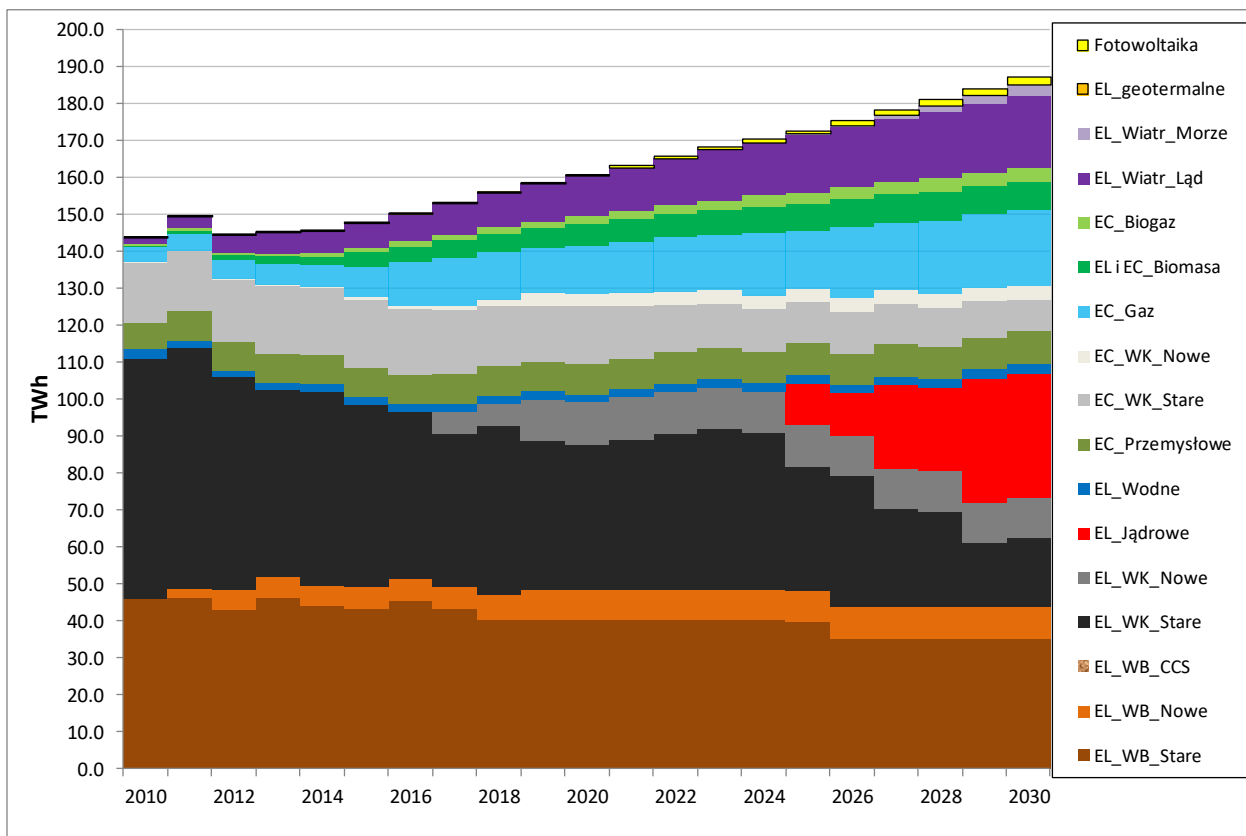


Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

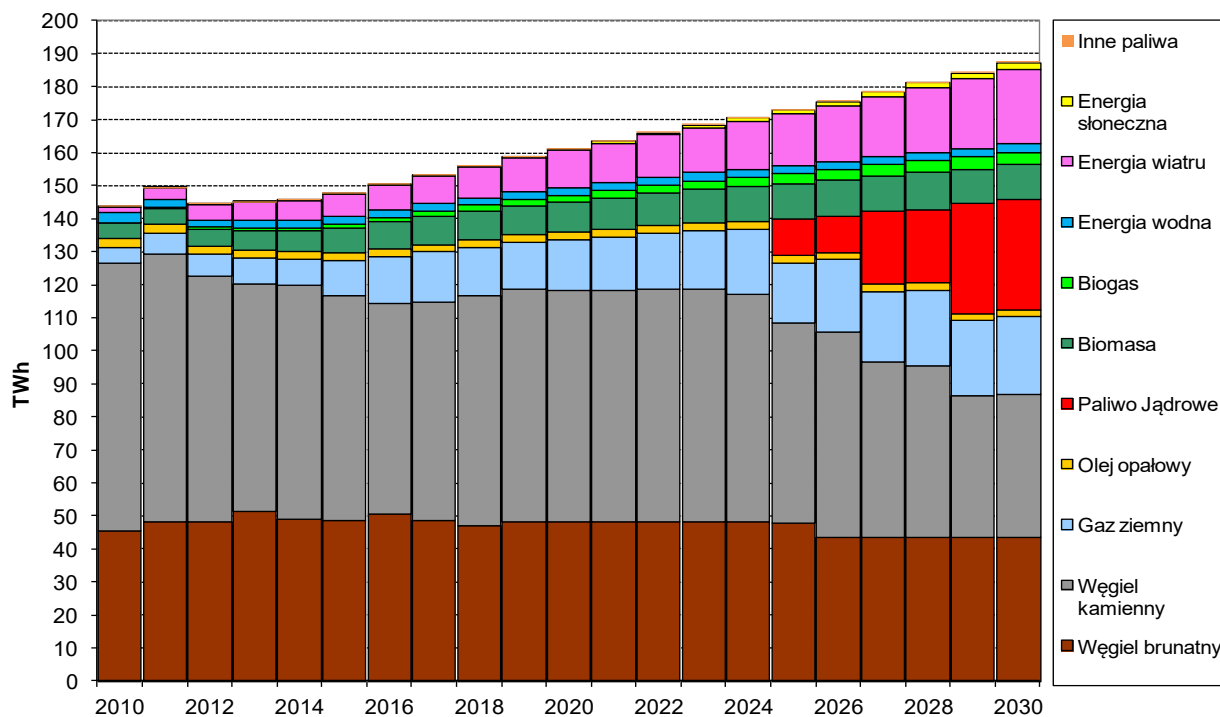


Rysunek 20 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 21 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>



Rysunek 22 Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

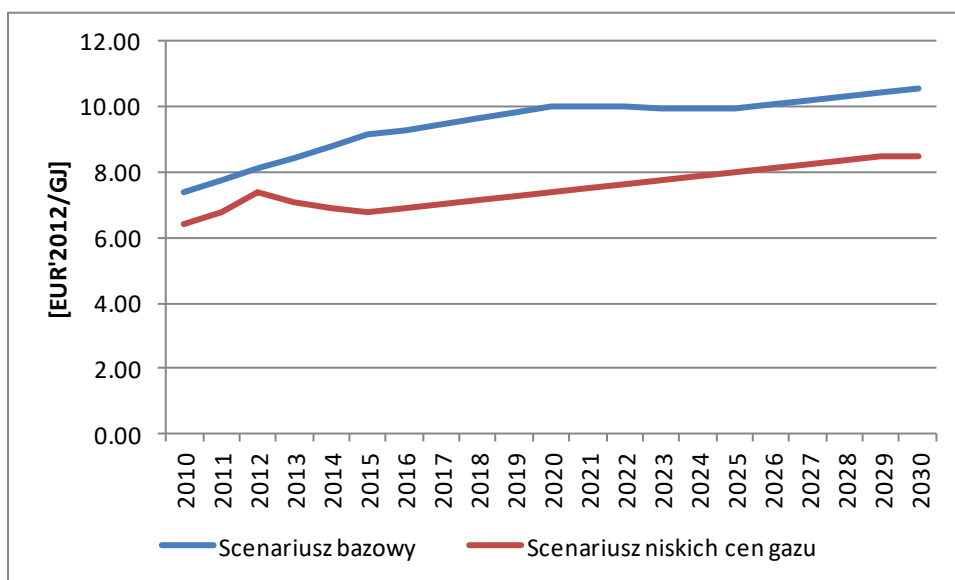
Konsekwencją wprowadzenia do obliczeń modelowych wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, jest wzrost udziału w strukturze mocy i produkcji energii elektrycznej jednostek charakteryzujących się niską emisją dwutlenku węgla. Dotyczy to przede wszystkim odnawialnych źródeł energii oraz elektrowni jądrowych (udział w produkcji energii elektrycznej tych ostatnich wynosi 18 % w 2030 r.).

#### 2.3.3.1.5. Scenariusz niskich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Wyniki dla scenariusza opartego na niskich cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, wskazują na bezkonkurencyjność węgla kamiennego i brunatnego jako paliwa do produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Niskie ceny uprawnień, nie generują bodźców do budowy jednostek charakteryzujących się niską emisją CO<sub>2</sub>, tzn. nie są w stanie zniwelować różnic w kosztach funkcjonowania i sprawić, by były bardziej konkurencyjne w stosunku do jednostek węglowych. Odnawialne źródła energii w tym scenariuszu rozwijają się tylko i wyłącznie dzięki systemowi wsparcia.

#### 2.3.3.1.6. Scenariusz niskich cen gazu ziemnego

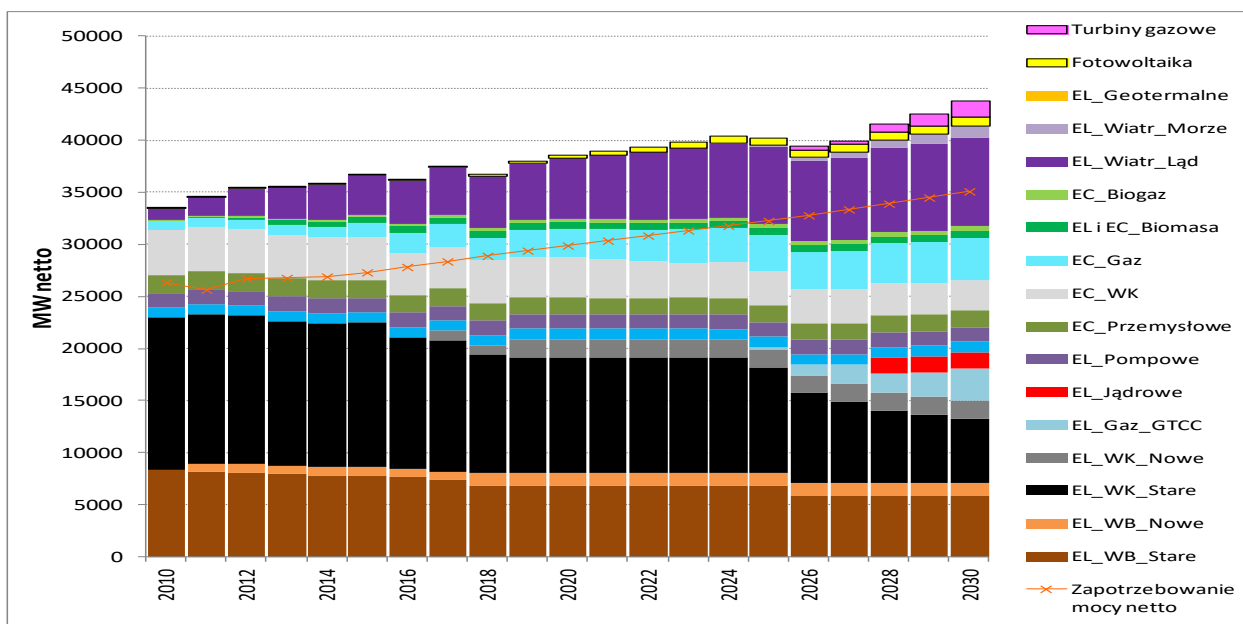
Przyjęte w scenariuszu bazowym ceny energii na podstawie prognoz Międzynarodowej Agencji Energii przewidują wzrost cen gazu w latach 2013-2020. Jednak obecna sytuacja na światowym rynku gazu, wynikająca między innymi ze zmniejszonego zapotrzebowania na gaz oraz z dostępności taniego gazu z USA wskazuje, że możliwy jest scenariusz znacznie niższego tempa wzrostu cen gazu w najbliższych latach, a nawet okresowego spadku tych cen. Dlatego uznano za zasadne przeanalizowanie alternatywnego scenariusza zakładającego niższą prognozę cen gazu ziemnego. Porównanie cen gazu dla scenariusza referencyjnego i scenariusza niższych cen pokazano na rys. 23.



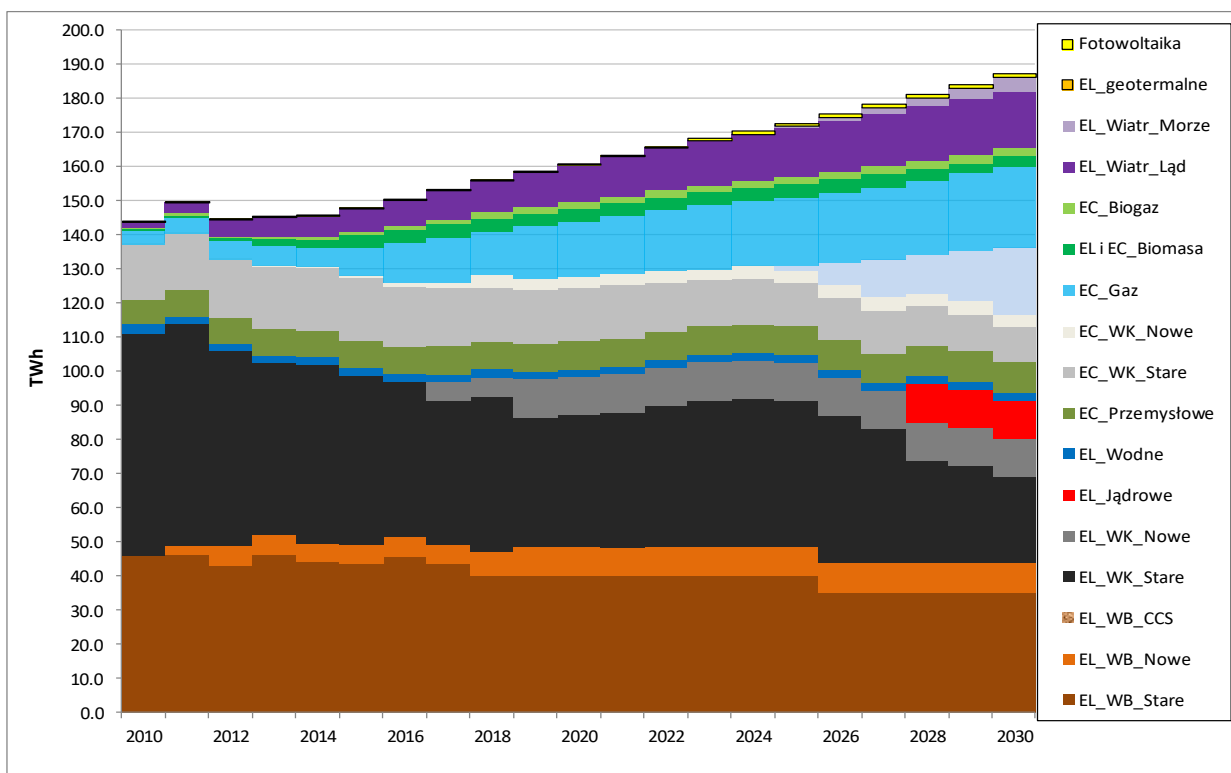
Rysunek 23 Porównanie cen gazu ziemnego w scenariuszu bazowym i w scen. niskich cen gazu [€'2012/GJ]

Struktura mocy wytwórczych dla scenariusza niższych cen gazu wyraźnie różni się od struktury ze scenariusza bazowego. Budowanych jest znacznie więcej źródeł zasilanych gazem ziemnym, w tym elektrownie gazowo-parowe o łącznej mocy ok. 3100 MW w 2030 r., które w scenariuszu bazowym nie są konkurencyjne. Wypierają one część nowych bloków na węglu kamiennym oraz opóźniają budowę pierwszych bloków elektrowni jądrowych. Ponadto, w scenariuszu niskich cen gazu więcej

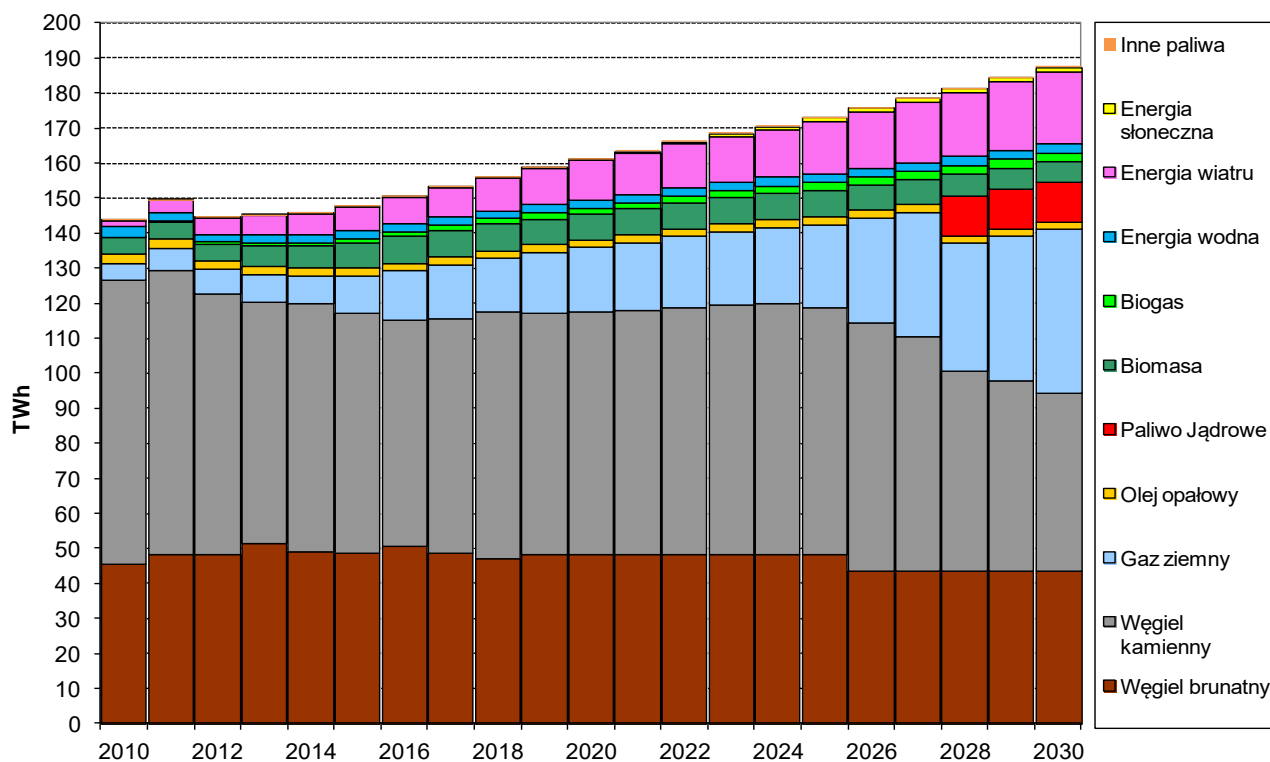
powstaje gazowych źródeł kogeneracyjnych (o ok. 1000 MWe w porównaniu do scen. bazowego), które wypierają elektrociepłownie węglowe (Patrz Rys. 24-26)



Rysunek 24 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza niskich cen gazu ziemnego



Rysunek 25 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza niskich cen gazu ziemnego



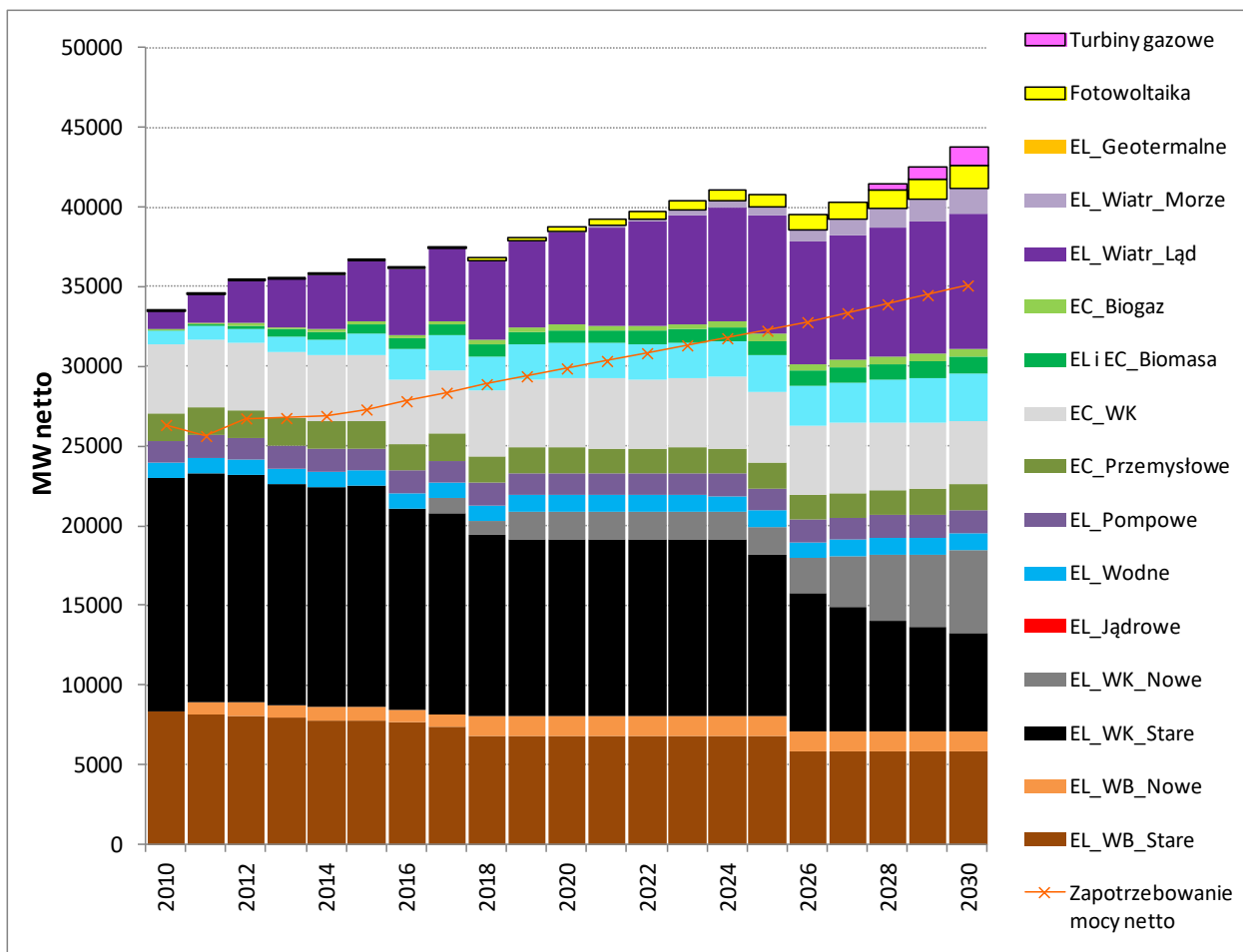
Rysunek 26 Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu niskich cen gazu ziemnego

Łączna produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego w scenariuszu niskich cen gazu wynosi w 2030 r. ok. 47 TWh co stanowi ok. 25% udział w krajowej produkcji (w scenariuszu referencyjnym udział ten wynosi 9%). Zmniejsza się natomiast udział elektrowni i elektrociepłowni na węglu kamiennym do ok. 27% (w scen. bazowym 36%) oraz elektrowni jądrowych – przy czym w odniesieniu do elektrowni jądrowych wynik ten należy traktować nie jako ograniczenie programu budowy elektrowni jądrowych, ale raczej jego przesunięcie w czasie.

#### 2.3.3.1.7. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych

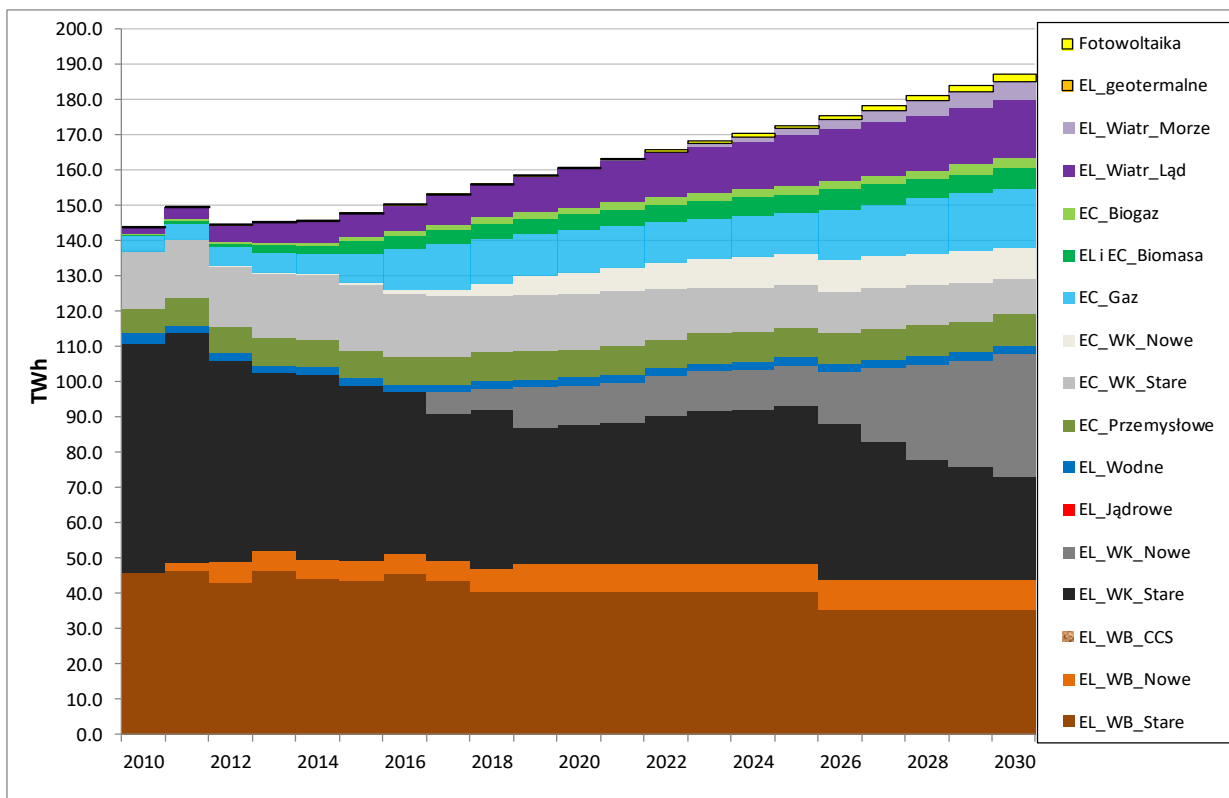
Scenariusz ten prezentuje prognozę mocy wytwórczych i struktury paliwowej produkcji energii elektrycznej, przy założeniu rezygnacji z realizacji programu budowy elektrowni atomowych w Polsce. W takiej sytuacji, w miejsce elektrowni jądrowych w procesie optymalizacji struktury wytwórczej, dobierane są bloki zasilane węglem kamiennym, a udział produkcji energii elektrycznej na węglu kamiennym w 2030 r. stanowi w tym scenariuszu 46% (przy 36% w scen. bazowy). Jest to praktycznie jedyna zmiana w stosunku do scenariusza bazowego, ale wiąże się ona z istotnym zwiększeniem emisji CO<sub>2</sub>. (patrz rys. 27-29)

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

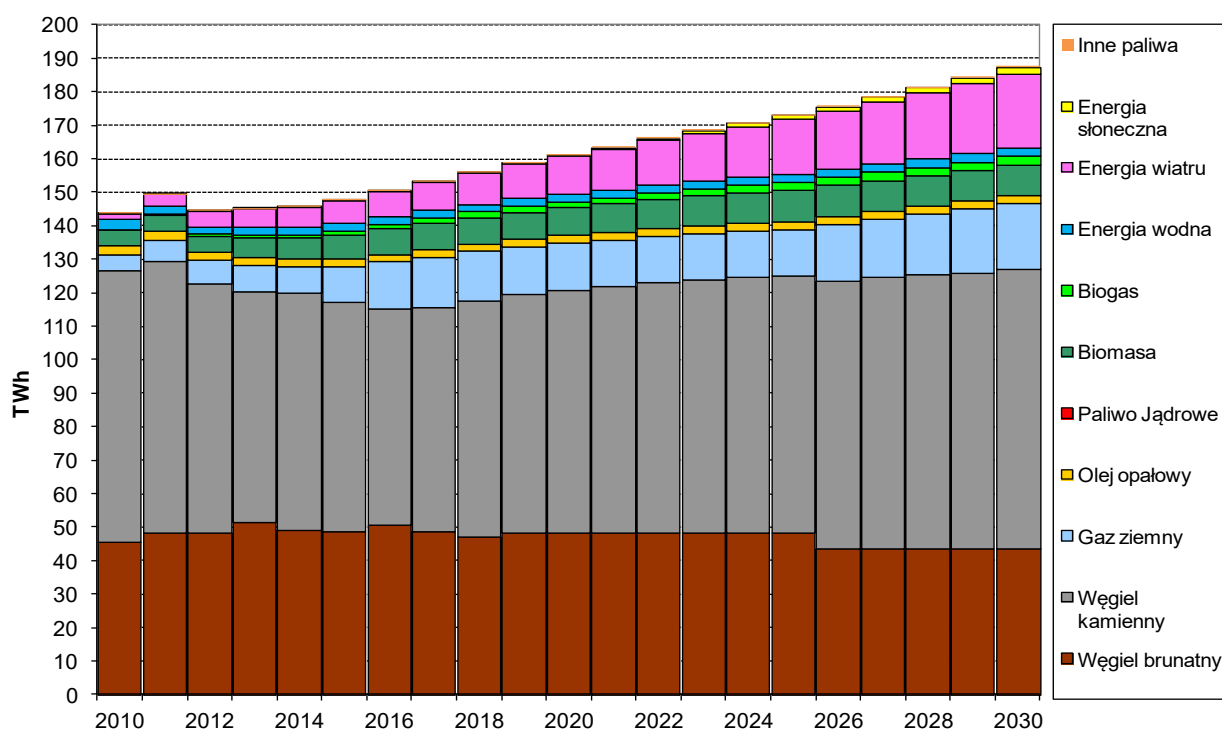


Rysunek 27 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza bez elektrowni jądrowych

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 28 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza bez elektrowni jądrowych



Rysunek 29 Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu bez elektrowni jądrowych

### 2.3.3.2. Prognoza kosztów wytwarzania energii elektrycznej

W analizie porównano technologie wytwarzania energii elektrycznej, przewidziane do uruchomienia w latach 2025, 2035 i 2050. Oszacowanie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej przeprowadzono dla typowego zestawu technologii w warunkach krajowych, występujących również w analizach renomowanych instytucji i ośrodków badawczych na świecie. Analizę oparto na doświadczeniach eksploatacyjnych istniejących i projektowanych obiektów oraz prognozach prezentowanych w najbardziej aktualnych źródłach literaturowych.

W analizie kosztów wytwarzania nie były brane pod uwagę kwestie związane z subsydiowaniem jakiegokolwiek technologii.

#### 2.3.3.2.1. Paliwo

Ceny paliw, mające duży wpływ na koszty operacyjne elektrowni spalających paliwa węglowodorowe, odgrywają jedną z kluczowych ról w procesie wyboru technologii wytwarzania energii elektrycznej. Ponieważ prognozowanie cen paliw na rynku międzynarodowym związane jest z dużą niepewnością, w niniejszej analizie do określenia projekcji cen gazu ziemnego i węgla kamiennego wykorzystano najnowsze dostępne długoterminowe prognozy cen paliw na rynku europejskim z dwóch renomowanych źródeł:

- OECD/IEA, World Energy Outlook 2012, Paris, 2012,
- Capros P., PROMETHEUS WORLD ENERGY OUTLOOK - Price Scenario for Baseline 2012, National Technical University of Athens - NTUA, Presentation for Member State Consultation, Brussels 18/04/2012.

W analizie założono ceny węgla kamiennego i gazu ziemnego na rynku krajowym jako średnią powyższych dwóch prognoz.

Wspomniane dwa źródła (IEA i NTUA) nie zawierają projekcji cen paliwa jądrowego, prawdopodobnie dlatego, że koszt paliwa nie wpływa istotnie na koszty całkowite wytwarzania elektrowni jądrowej. Rzeczywiście, jedną z głównych zalet energetyki jądrowej jest stosunkowo niski koszt paliwa w porównaniu z węglem czy gazem. Ceny paliwa jądrowego zaczerpnięte z kilka dostępnych źródeł<sup>21,22,23,24</sup> mieszczą się w przedziale 0.4 - 0.7 €/GJ. W niniejszej analizie założono cenę paliwa jądrowego w wysokości 0.8 €'2012/GJ w 2010 r. oraz jej 0.5% średnioroczny wzrost w latach 2011-2050.

Ceny biomasy określono dla warunków polskich na podstawie obecnych poziomów tychże cen (baza danych ARE S.A.) oraz oceny eksperckiej

---

<sup>21</sup> *Cost estimates for nuclear power in the UK, Imperial College Centre for Energy Policy and Technology-ICEPT, August 2012*

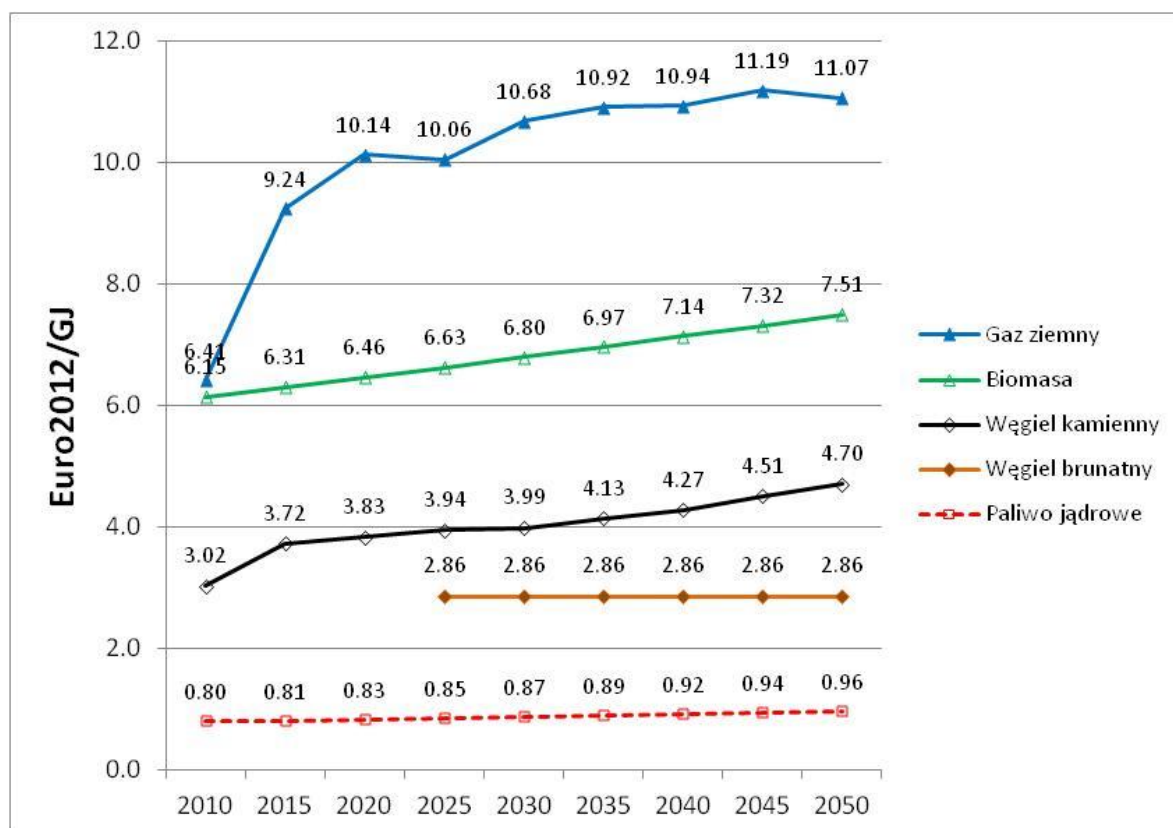
<sup>22</sup> *Rothwell G., New U.S. Nuclear Generation: 2010-2030, Stanford Institute for Economic Policy Research, June 2010.*

<sup>23</sup> *Du Y., Parsons J.E., Update on the Cost of Nuclear Power, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, May 2009.*

<sup>24</sup> *Tarjanne R., Kivisto A., Comparison of electricity generation cost, Lappeenranta University Technology, 2008*



Opracowane na tej podstawie i przyjęte w niniejszej analizie projekcje cen paliw dla Polski przedstawiono na rys. 30.



Rysunek 30 Zakładane projekcje cen paliw

#### 2.3.3.2.2. Technologie

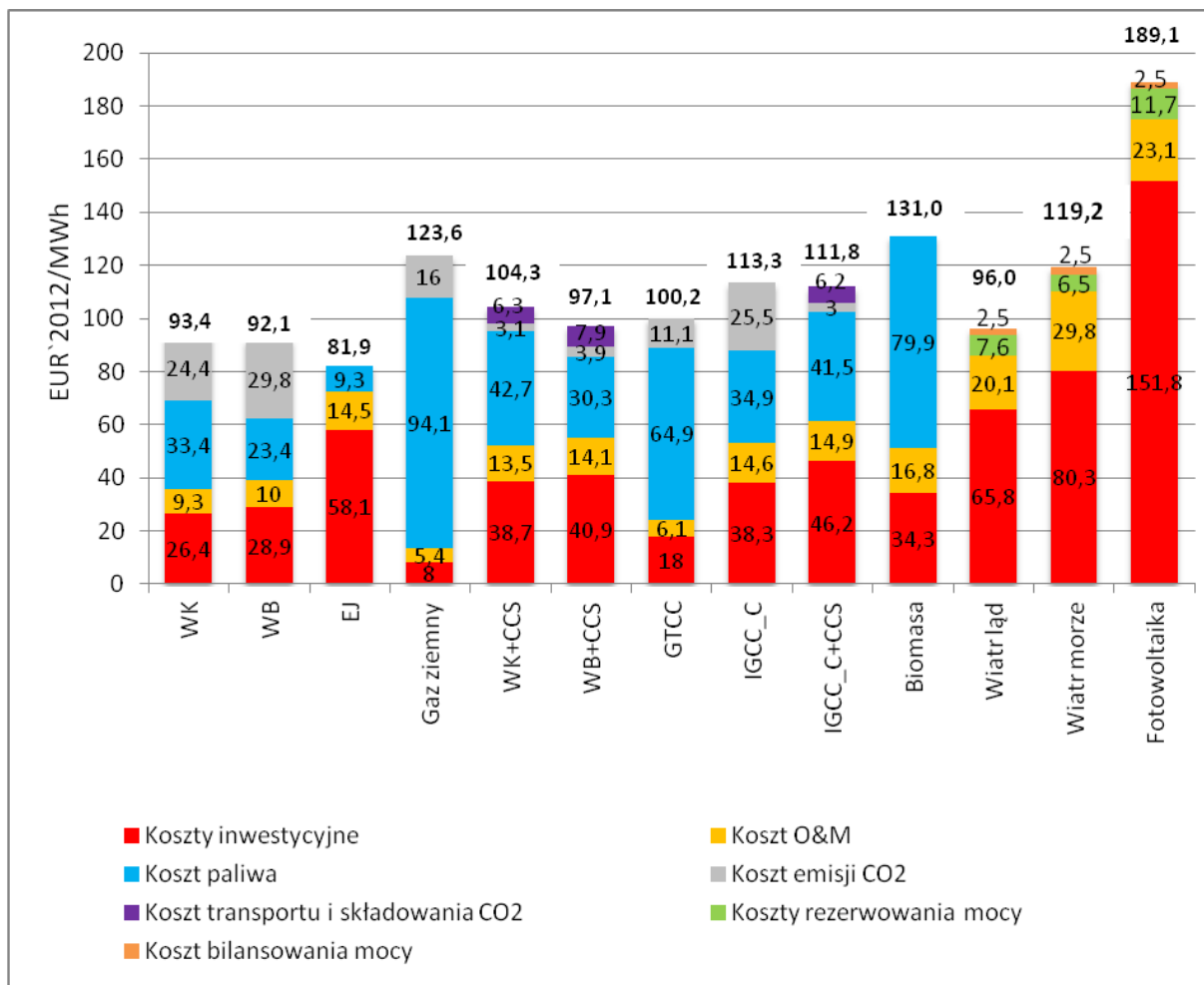
Dla roku 2025 przedmiotowa analiza, oprócz technologii wytwarzania energii elektrycznej już dziś dostępnych komercyjnie, obejmuje także technologie, które są obecnie intensywnie rozwijane i oczekuje się, że do tego czasu osiągną poziom zaawansowania umożliwiający ich komercyjne zastosowanie. Dotyczy to przede wszystkim instalacji CCS (*carbon capture and storage*) skojarzonych ze składowiskami CO<sub>2</sub>. Instalacje te, obecnie testowane w skali laboratoryjnej, zgodnie z przewidywaniami mogą być wkrótce wprowadzone do użytku przemysłowego i z tego względu włączono je do analizy porównawczej w tym okresie. Z tych samych względów do analizy została włączona technologia IGCC. Ten sam zestaw technologii został przyjęty dla źródeł, których uruchomienie przewiduje się ok. 2035 r. Z kolei dla 2050 r., ze względu na to, że wszelkie przewidywania odnośnie do nowych technologii w tak odległym horyzoncie czasowym, z natury rzeczy wiążą się z dużą niepewnością, w analizie porównawczej uwzględniono (oprócz technologii dostępnych już wcześniej) tylko te technologie, które są obecnie rozwijane, lecz znajdują się jeszcze we wczesnym stadium rozwoju. W tym horyzoncie przewiduje się istotny rozwój technologii jądrowych, zakładający eksploatację elektrowni jądrowych wyposażonych w reaktory IV generacji. Dla roku 2050 rozpatrzono zatem ten sam zestaw technologii co dla lat 2025 i 2035, przy uwzględnieniu rozwoju technicznego prowadzącego do osiągania w przyszłości wyższych sprawności wytwarzania przez te jednostki, z istotnymi różnicami wartości parametrów kosztowych i,

dodatkowo, reaktorami IV generacji, które będą służyć jako ogniwa zamykające jądrowy cykl paliwowy, zwiększając w ten sposób zasoby paliwa jądrowego dla reaktorów termicznych.

W analizie porównano następujące technologie:

- elektrownie kondensacyjne spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych (**PC** – pulverized coal) z instalacjami odsiarczania (DeSO<sub>2</sub>) i odazotowania spalin (DeNO<sub>x</sub>),
- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny i instalacjami wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (**PC + CCS**),
- elektrownie kondensacyjne spalające węgiel brunatny w kotłach pyłowych (**PL** – pulverized lignite) z instalacjami DeSO<sub>2</sub> i DeNO<sub>x</sub>,
- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny i instalacjami wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (**PL + CCS**),
- EJ z reaktorami wodnymi III generacji (**LWR**),
- EJ z reaktorami IV generacji,
- elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego (**IGCC\_C** – coal integrated gasification combined cycle),
- elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla kamiennego i instalacjami wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (**IGCC\_C + CCS**),
- elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny (**GTCC** – gas turbine combined cycle),
- turbiny gazowe (**GT** - gas turbine),
- elektrownie na biomasę (**BM** – biomass power plant),
- elektrownie wiatrowe na lądzie (**wind on-shore**),
- elektrownie wiatrowe na morzu (**wind off-shore**),
- elektrownie słoneczne (**PV**).

Wyniki analizy wskazują na konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni jądrowych (przy konserwatywnych dla EJ założeniach) wobec pozostałych technologii uwzględnianych w obliczeniach modelowych (Rysunek 31), m.in. ze względu na przewidywany wzrost cen paliw organicznych i opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>.



Rysunek 31 Struktura uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach

Wyniki analizy dla roku 2025 (tab. 11) pokazują, iż już przy współczynniku wykorzystania mocy 0,8 energetyka jądrowa charakteryzuje się najniższymi jednostkowymi kosztami wytwarzania – 86,3 EUR/MWh, a w kolejnych okresach, tj. do 2035 i 2050 r., tendencja ta się umacnia, potwierdzając długofalową efektywność tej technologii. Jest to tym bardziej istotne zważywszy, iż obecne generacje reaktorów pracują przy wykorzystaniu co najmniej 90% mocy. Przykładowo, francuska firma AREVA oferująca reaktor III generacji typu EPR deklaruje, iż jego dyspozycyjność jest rzędu 92%.

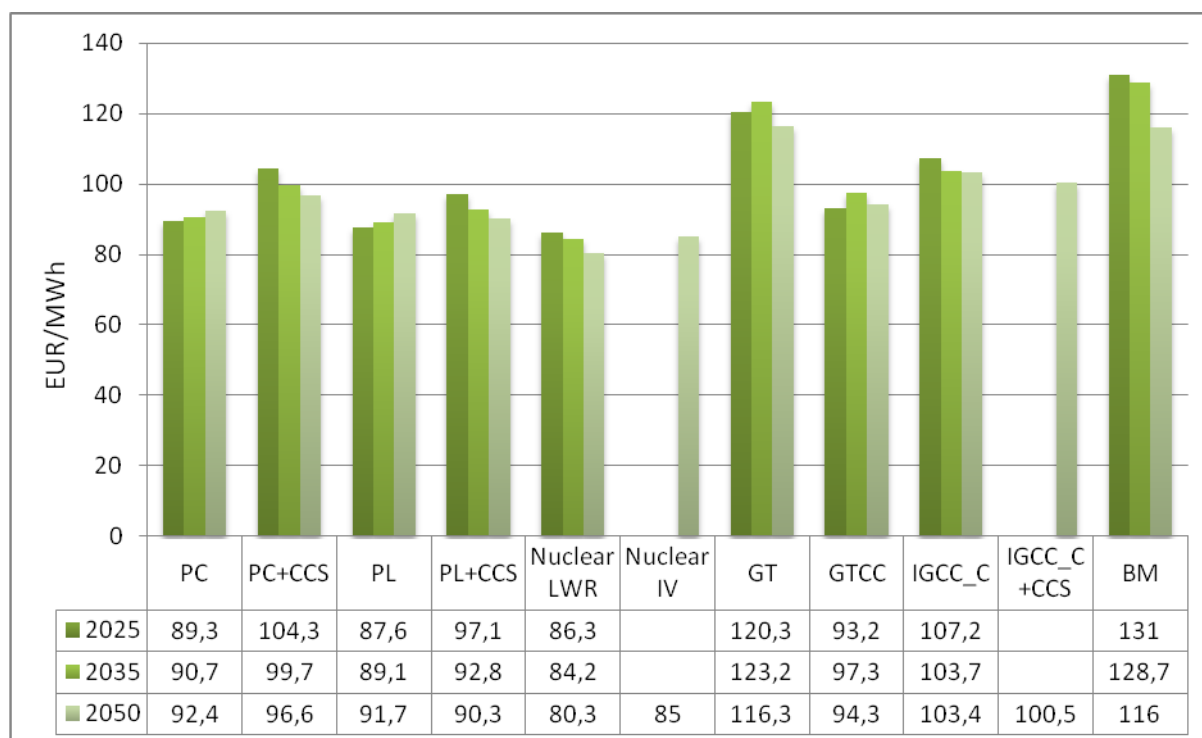
Tabela 11 Jednostkowe koszty wytwarzania [EUR/MWh] – wartości szacunkowe na 2025 r.

Jednostka Wytwórcza	Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
PC	x	175.8	118.1	98.9	89.3	83.5
PC+CCS	x	250.2	152.9	120.5	104.3	94.6
PL	x	182.7	119.3	98.2	87.6	81.3
PL+CCS	x	251.5	148.6	114.2	97.1	86.8
Nuclear LWR	x	314.9	162.5	111.7	86.3	71.1
GT	x	141.5	127.4	122.7	120.3	118.9
GTCC	x	139.0	108.5	98.3	93.2	90.2
IGCC_C	x	235.5	149.9	121.4	107.2	98.6

<b>BM</b>	x	267.4	176.5	146.1	131.0	121.9
-----------	---	-------	-------	-------	-------	-------

źródło: Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, ARE S.A., kwiecień 2013

Celem pełniejszego zobrazowania jednostkowych kosztów wytwarzania w podziale na poszczególne technologie oraz przyjęte w analizie przedziały czasowe (do 2025, 2035 i 2050 r.) przyjęto standardowo jedną wartość współczynnika wykorzystania mocy - 0,8 (rys. 32). Uzyskane dane potwierdzają zbliżony poziom kosztów jednostkowych w poszczególnych okresach czasu, bez wskazywania jednoznacznej tendencji, przy czym podobną skalę obniżenia kosztów można zaobserwować w przypadku technologii wyposażonych w CCS oraz energetyki jądrowej.



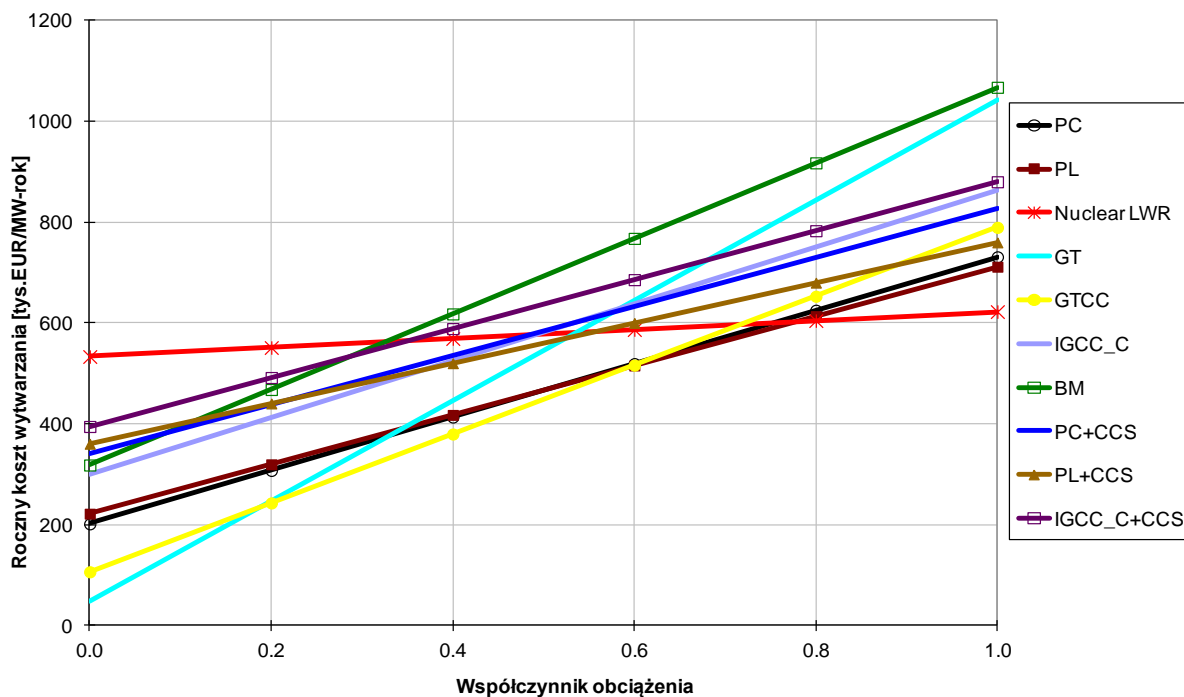
Rysunek 32 Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach przewidzianych do uruchomienia w latach: 2025, 2035, 2050 przy współczynniku wykorzystania mocy źródła 0,8 [EUR/MWh]

źródło: Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, ARE S.A., kwiecień 2013

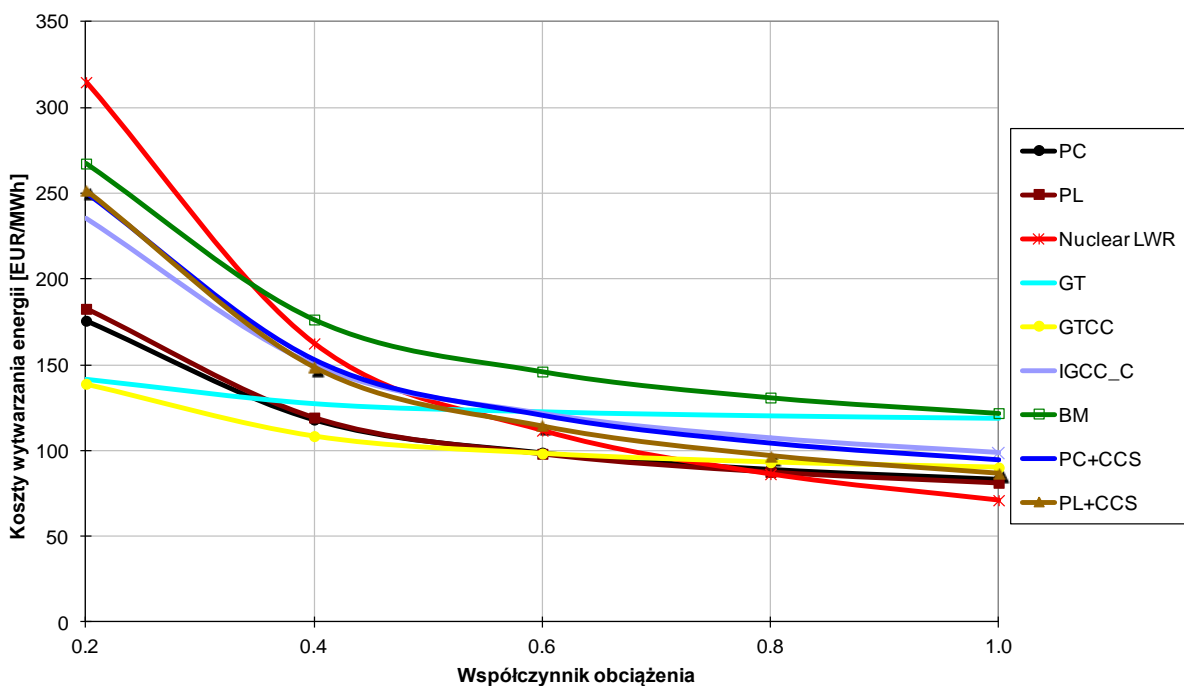
### 2.3.3.2.3. Konkurencyjność źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2025 r.

Krzywe konkurencyjności źródeł, które są przewidziane do uruchomienia około 2025, czyli w okresie, w którym planowane jest oddanie do użytku pierwszego w Polsce bloku elektrowni jądrowej (rysunki 33 i 34) wykazują, że elektrownie jądrowe są konkurencyjne w systemie w warunkach pracy odpowiadających średniemu wskaźnikowi obciążenia powyżej 0,8 (tj. ok. 7000 godzin), przy średniej zdyskontowanej cenie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w całym okresie życia jednostki, wynoszącej ok. 33 €/tonę. Uśrednione koszty wytwarzania w EJ z reaktorami LWR dla typowego dla tej technologii współczynnika obciążenia 0,9 (ok. 8000 h/a) wynoszą ok. 80 €/MWh.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



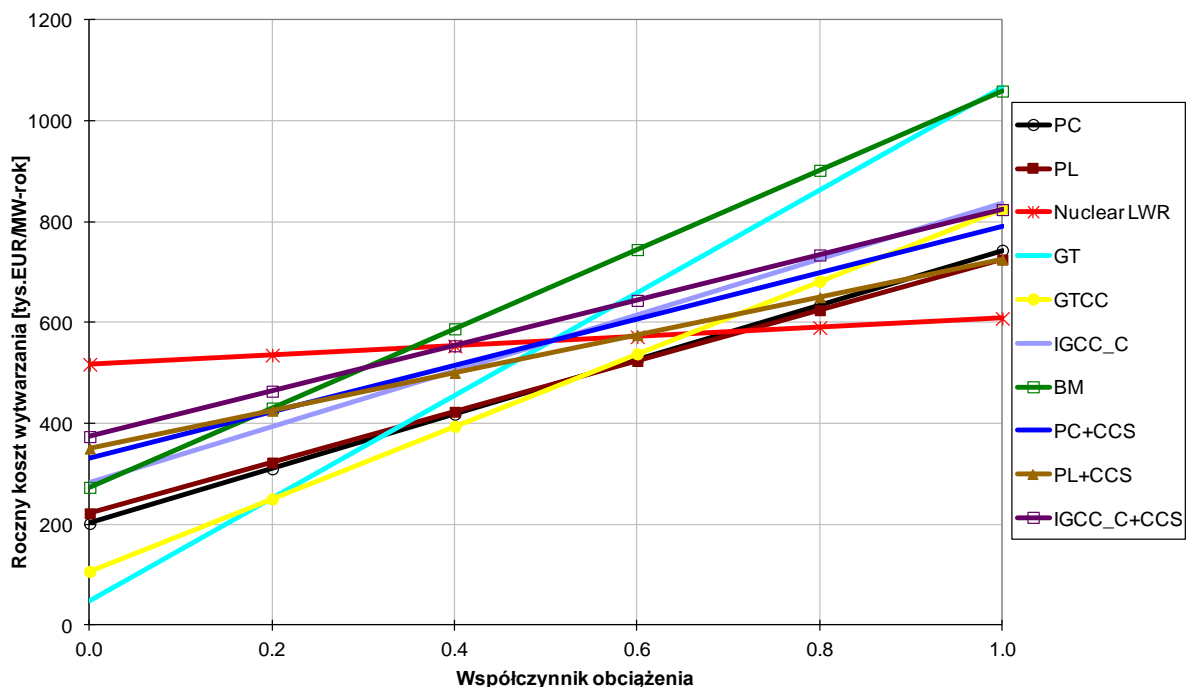
Rysunek 33 Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2025 r.



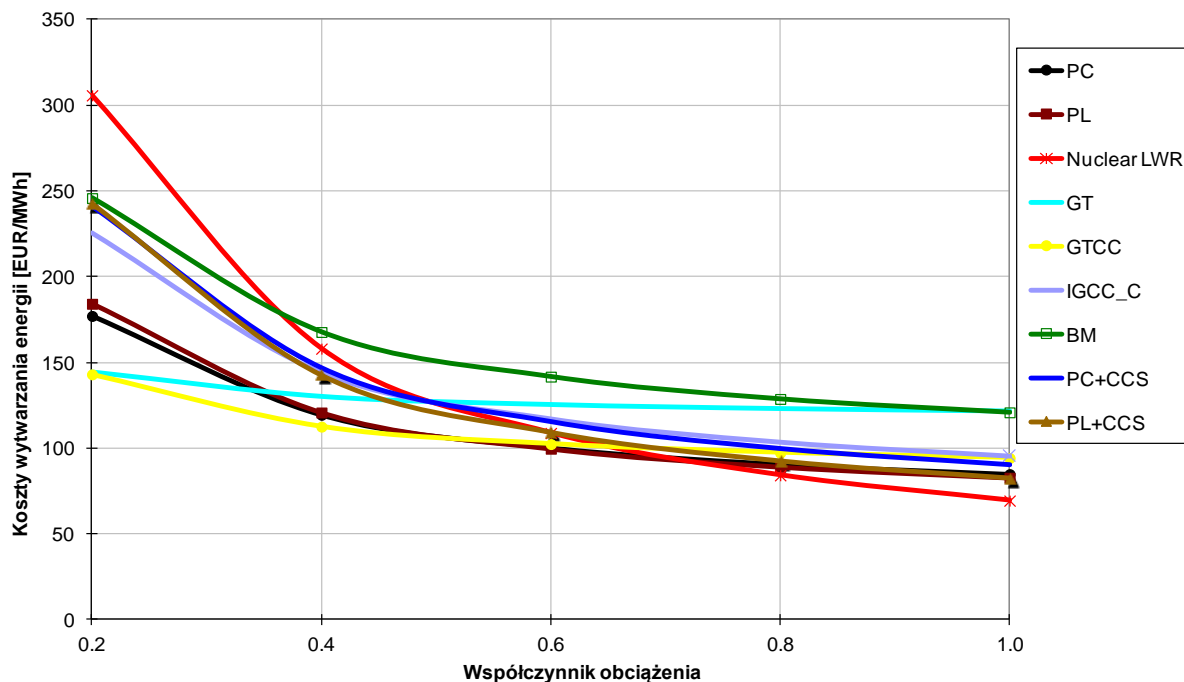
Rysunek 34 Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2025 r.

Następnymi w kolejności jednostkami są elektrownie na węgiel brunatny i kamienny bez instalacji CCS.

Krzywe konkurencyjności dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2035 roku (rys. 35 i 36) wskazują na rosnącą, wraz z cenami paliw kopalnych i cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> konkurencyjność elektrowni jądrowych w odniesieniu do pozostałych jednostek rozpatrywanych w analizie.



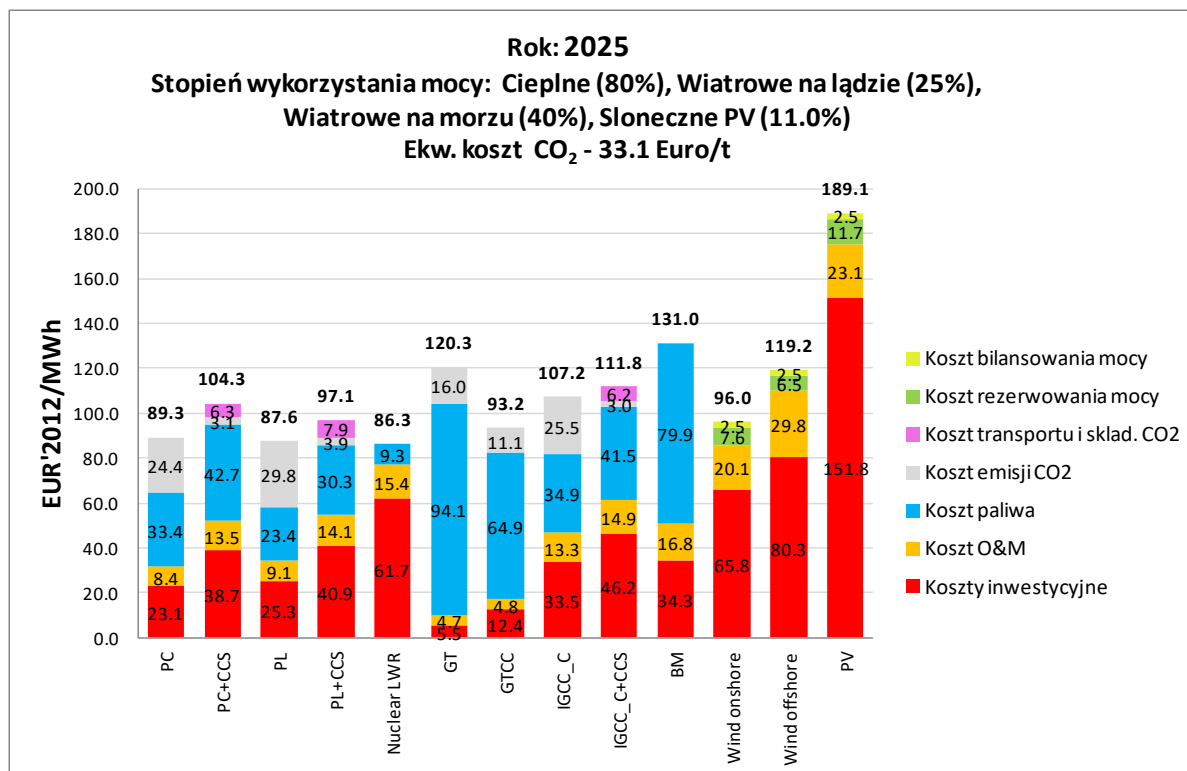
Rysunek 35 Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2035 r.



Rysunek 36 Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2035 r.

#### 2.3.3.2.4. Konkurencyjność źródeł dla typowych warunków pracy w systemie

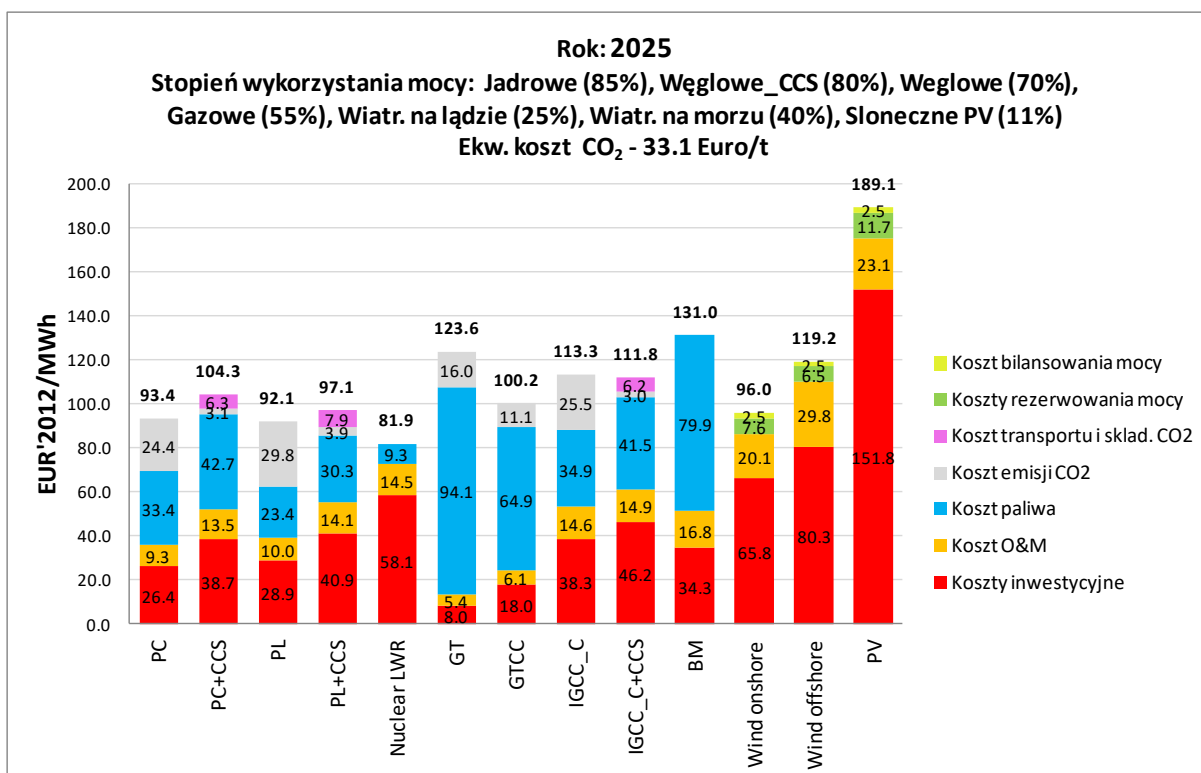
Dla warunków referencyjnych koszty wytwarzania energii w źródłach przewidzianych do uruchomienia około 2025 r. wskazują na pewną przewagę konkurencyjną elektrowni jądrowych co, jak widać na rys. 37, w znacznym stopniu uzależnione jest od zakładanej wysokości cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Koszty wytwarzania w źródłach węglowych, niewyposażonych w CCS, są przy uwzględnieniu kosztów CO<sub>2</sub> tylko niewiele wyższe niż dla elektrowni jądrowej.



Rysunek 37 Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przewidzianych do uruchomienia w 2025 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłe i jądrowe - 7000/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h

W warunkach pracy elektrowni ciepłych przy zróżnicowanym współczynniku obciążenia (rys. 37) zwiększa się konkurencyjność elektrowni jądrowych względem elektrowni węglowych. Maleje natomiast konkurencyjność elektrowni parowo-gazowych, których koszt wytwarzania przewyższa koszt wytwarzania bloków na węgiel brunatny wyposażonych w CCS, a nawet lądowych farm wiatrowych.

Z powodu wysokich kosztów wytwarzania elektrownie fotowoltaiczne, elektrownie zasilane biomasą, a także morskie farmy wiatrowe pozostają niekonkurencyjne.



Rysunek 38 Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przewidzianych do uruchomienia w 2025 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: jądrowe - 7450h/rok, węglowe - 6130 h/rok, gazowe – 4820, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.

Wyniki analiz przeprowadzonych dla źródeł, których uruchomienie nastąpiłoby ok. 2035 r. nie różnią się jakościowo od wyników uzyskanych dla 2025 r., przedstawionych wyżej. Elektrownie jądrowe, oparte na sprawdzonej technologii reaktorów LWR, pozostają źródłem o najniższym koszcie wytwarzania. Kolejne pod względem kosztów wytwarzania są elektrownie na węglu brunatnym, elektrownie na węglu kamiennym, elektrownie na węglu brunatnym wyposażone w CCS i elektrownie wiatrowe na lądzie. Względnie korzystnie wypadają elektrownie gazowo-parowe – biorąc pod uwagę ich wysoką elastyczność pracy wydaje się, że źródła te mogą stanowić realną konkurencję dla bloków węglowych.

### 2.3.3.3. Prognoza struktury mocy wytwórczych do roku 2030 przy określonych parametrach techniczno-ekonomicznych dla elektrowni jądrowej

Ze względu na przyjęcie w *Prognozie\_2013 (Analiza ARE z czerwca 2013 r.)* konserwatywnych warunków dla energetyki jądrowej, na dodatkowe zamówienie MG dokonano także określenia struktury mocy i produkcji energii elektrycznej o najmniejszych kosztach wytwarzania w horyzoncie do 2030 r., przy założeniu uzyskiwanych na rynku parametrów techniczno-ekonomicznych dla nowobudowanych źródeł wytwarzania energii elektrycznej (zgodnie z analizami KE i MAE)<sup>25</sup>. Zmiany przedstawiono w tabeli 12.

<sup>25</sup> Agencja Rynku Energii S.A. Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030. wrzesień 2013



Tabela 12 Porównanie zmienionych parametrów wejściowych dla nowobudowanych źródeł wytwarzania energii elektrycznej

	Nowa analiza	Prognoza_2013
Stopa dyskonta (dla wszystkich źródeł wytwarzania)	6%	8%
Współczynnik wykorzystania mocy EJ	0,90	0,85
Czas eksploatacji EJ/lata	60	40

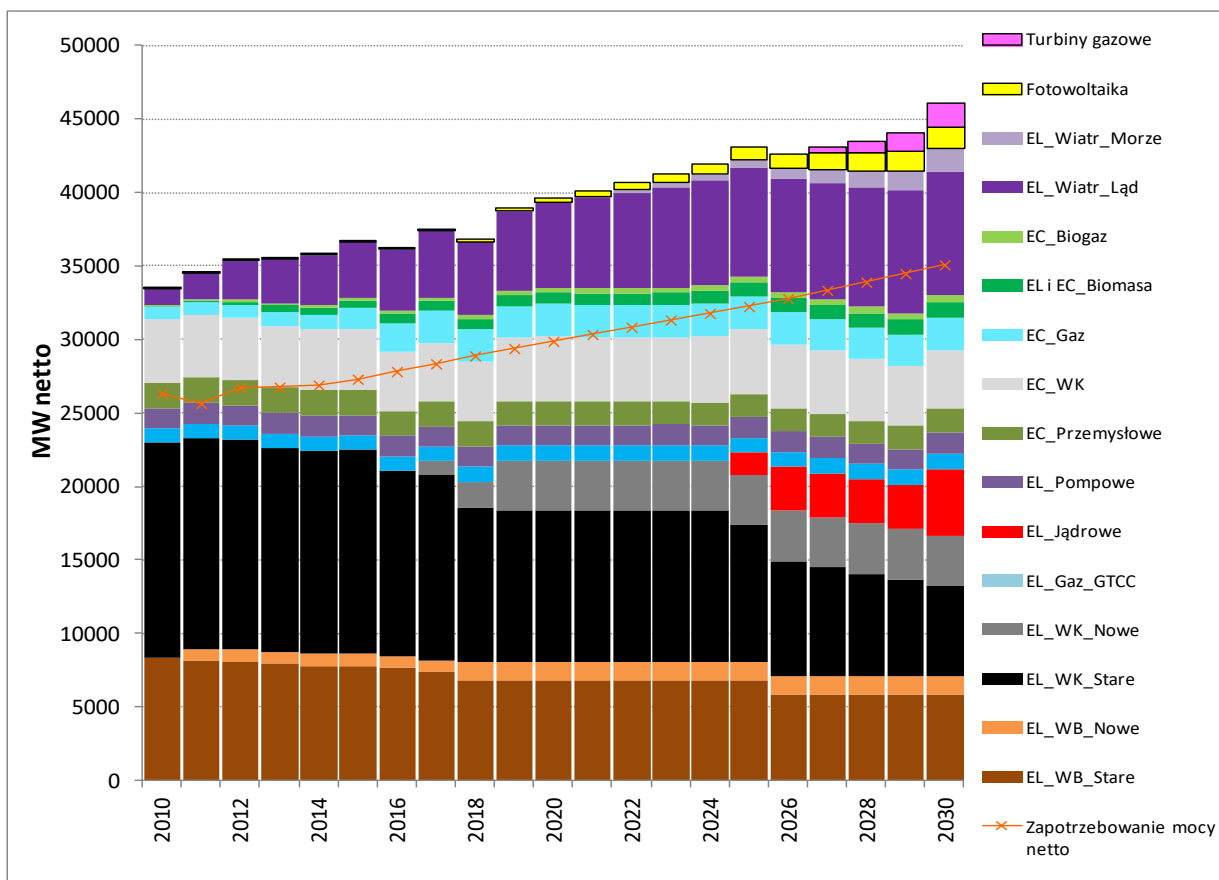
Wcześniejsze założenia ARE bazowały częściowo na specyfikacji techniczno-ekonomicznej reaktorów II generacji, głównie w odniesieniu do zakładanego współczynnika obciążenia oraz okresu eksploatacji bloku. Tymczasem, założenia projektowe reaktorów III generacji, które będą budowane w Polsce, przewidują współczynnik obciążenia nie niższy niż 90% (przy dyspozycyjności przekraczającej 92%). Nawet obecnie eksploatowane reaktory II generacji w wielu krajach przekraczają ten wskaźnik znacząco, np. w Finlandii stare poradzieckie reaktory WWER-440/W-213 (ten sam typ, który zamówiono dla EJ Żarnowiec w latach 80-tych) w EJ Loviisa osiągają w ostatnich latach współczynnik obciążenia 95%, bloki BWR w EJ Olkiluoto osiągają prawie 97%, w Niemczech najnowsze bloki typu PWR (EJ Emsland i EJ Isar) osiągają do 94%, a wiele amerykańskich EJ przekracza nawet 100% (przy trendzie kilkuletnim na poziomie średnio powyżej 90%).

Drugim wskaźnikiem, który wymagał korekty, jest czas eksploatacji. Przyjęte we wcześniejszej wersji prognozy 40 lat było oparte o obecnie działające reaktory II generacji, które i tak pracują znacznie dłużej (obecnie w wielu krajach okres eksploatacji wydłużany jest z 40 do 50-60 lat, niewykluczone jest dalsze wydłużanie eksploatacji, jeżeli elektrownie nadal będą spełniały wymagania bezpieczeństwa). Natomiast wszystkie reaktory III generacji z definicji są zaprojektowane na 60 lat pracy z możliwością przedłużenia o kolejne 20 lat lub nawet dłużej.

Stopa dyskonta jest trzecim czynnikiem, który uległ zmianie. Konieczność tej zmiany wynika z faktu, że zdecydowana większość inwestycji w nowe źródła wytwarzania energii elektrycznej na świecie realizowana jest w oparciu o relatywnie tani kapitał. Rządy wielu państw starają się zapewnić inwestycjom energetycznym (zarówno jądrowym jak i konwencjonalnym) warunki przewidywalności i stabilności otoczenia regulacyjnego, politycznego, rynkowego itd., co ma bezpośrednie przełożenie na obniżenie ryzyka inwestycyjnego, a zatem i kosztu pozyskania kapitału. Budowa pierwszej elektrowni jądrowej jest kluczowa z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i ochrony gospodarki przed wysokimi cenami energii, zatem wymaga aktywnej współpracy państwa z inwestorami. Stworzenie i utrzymanie odpowiednich warunków do realizacji inwestycji powinno się przełożyć bezpośrednio na koszt pozyskania kapitału zarówno ze źródeł krajowych, jak i zagranicznych. Również przewidywane zmiany na rynku energii będą miały pozytywny wpływ na rentowność nowych bloków energetycznych.

Z porównania wyników ww. analizy z wynikami *Prognozy 2013* wynika, że zasadniczą różnicą pomiędzy nimi stanowi tempo rozwoju elektrowni jądrowych (patrz rys. 39). W *Prognozie\_2013* do 2030 r. pojawiają się dwa bloki jądrowe (pierwszy ok. 2026 r., drugi w 2030 r.) o łącznej mocy 3000 MW. W nowej analizie (scenariuszu) pierwszy blok jądrowy pojawia się o rok wcześniej – ok. 2025 r., następny ok. 2026 r. a do 2030 zostaje oddany do użytku trzeci blok. W sumie w 2030 r. w obecnym scenariuszu zainstalowanych będzie ok. 4500 MW mocy jądrowych. Warto zaznaczyć, że w kolejny blok/bloki jądrowe pojawią się już w 2031 r.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

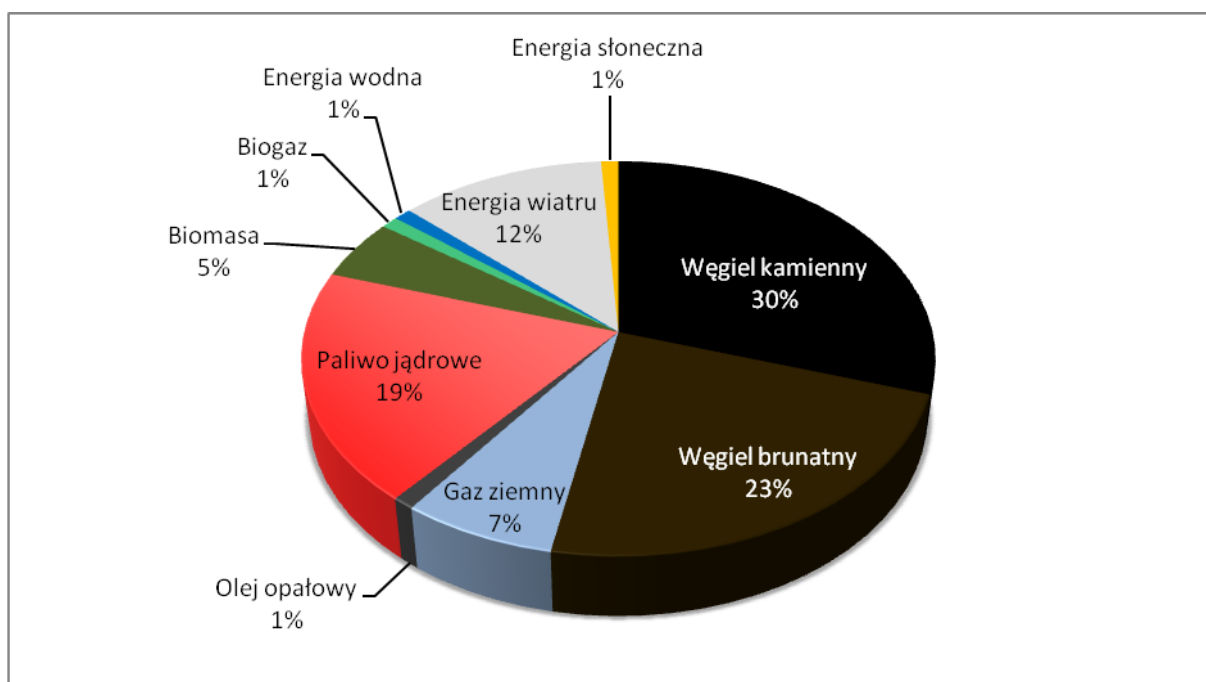


Rysunek 39 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii przy parametrach dla nowobudowanych źródeł wytwarzania

źródło: Prognoza struktury mocy wytwórczych do roku 2030 przy określonych parametrach techniczno-ekonomicznych dla elektrowni jądrowej, ARE S.A., wrzesień 2013

Wyżej opisany szybszy rozwój energetyki jądrowej wpływa także na zmianę struktury paliwowej produkcji energii elektrycznej. Technologia jądrowa zaczyna być istotnym elementem struktury źródeł wytwórczych już od 2025 r., mając 7% udział w krajowym wytwarzaniu energii elektrycznej netto. W 2026 r. już ok. 23 TWh (ponad 13 % krajowej produkcji energii elektrycznej) będzie pochodzić z elektrowni atomowych, a w 2030 r. produkcja elektrowni jądrowych osiągnie 35 TWh (19% udział w krajowej produkcji elektryczności).

Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej z różnych źródeł będzie przedstawiać się jak na rys. 40.



Rysunek 40 Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej w 2030 r. przy parametrach dla nowobudowanych źródeł wytwarzania

#### 2.3.3.4. Podsumowanie

**Dokonane aktualizacje potwierdziły wnioski sformułowane na podstawie poprzednich analiz.**

1. Wyniki analiz wskazują, że technologie jądrowe wytwarzania energii elektrycznej uruchamiane ok. 2025 r. są konkurencyjne wobec innych, nawet najtańszych źródeł klasycznych pracujących w podstawie obciążenia systemu, przy koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powyżej 30 €/2012/tCO<sub>2</sub>. Konkurencyjność źródeł jądrowych rośnie w latach późniejszych ze względu na przewidywany wzrost cen paliw organicznych i opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>.
2. W perspektywie konieczności wypełnienia przez nasz kraj wymogów stawianych przez UE w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub>, ograniczonych możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz małego prawdopodobieństwa zastosowania instalacji CCS na skalę przemysłową (koszty, względy techniczne), energetyka jądrowa wydaje się być na dzień dzisiejszy się rozwiązaniem uzasadnionym technicznie i ekonomicznie. W obliczu realizacji przyjętych przez Polskę celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych elektrownie jądrowe są najtańszą opcją, jednocześnie zapewniającą największy poziom stabilności dostaw i kosztów spośród technologii, które mogą znaleźć zastosowanie w warunkach polskich.
3. W analizowanym okresie nastąpi wzrost zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną o około 36%, tzn. z poziomu 119,1 TWh w 2010 r. do 161,4 TWh, co oznacza średnioroczne tempo wzrostu na poziomie 1,5%. Zwiększenie zapotrzebowania dotyczy wszystkich sektorów, przy czym w największym stopniu sektora handlu i usług (wzrost o 46%) oraz w dalszej kolejności – gospodarstw domowych (o 33%) i przemysłu (o 28%). Wyniki uaktualnienia, wskazują na nieznaczne obniżenie prognozowanych wartości w stosunku do

*Prognozy\_2011*. Wspomniane obniżenie jest przede wszystkim skutkiem weryfikacji prognoz makroekonomicznych, które zakładają nieco niższe niż trzy lata temu, tempo rozwoju gospodarczego kraju w analizowanym okresie.

4. Produkcja energii elektrycznej netto rośnie z poziomu 143,8 TWh w 2010 r. do 187,6 TWh w 2030 r. (wzrost o 30%).
5. Produkcja energii elektrycznej brutto wzrasta z 158,6 TWh w 2010 r. do 201,9 TWh.
6. Należy spodziewać się istotnych zmian w strukturze paliwowej wytwarzania energii elektrycznej, wynikających głównie z prowadzonej polityki klimatycznej i działań prowadzonych na rzecz ograniczania negatywnego wpływu energetyki na środowisko:
  - a. Nastąpi spadek udziału węgla w strukturze produkcji energii elektrycznej, tzn. zmniejszy się z ok. 88% w 2010 r. do ok. 54% w 2030 r.
  - b. Udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach jądrowych wyniesie 12% w 2030 r.
  - c. W strukturze produkcji energii elektrycznej wzrasta znacząco udział źródeł odnawialnych. OZE w 2030 r. odpowiadają za ok. 19% produkcji energii elektrycznej w Polsce, z czego największą część stanowią elektrownie wiatrowe (12%) oraz technologie, w których wykorzystywana jest biomasa (3%).
  - d. Poziom produkcji energii elektrycznej z OZE zapewnia spełnienie celu 15% udziału energii OZE w energii finalnej brutto w 2020 r., zgodnie z wymogami Dyrektywy 2009/28/EC.
  - e. Wzrośnie rola gazu ziemnego, którego udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej wyniesie w 2030 r. ok. 9%.
7. Pomimo, że w sektorze energetycznym wciąż będą dominować paliwa węglowe, rosnąca dywersyfikacja struktury paliwowej umożliwi znaczne ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> oraz zanieczyszczeń takich jak SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów dzięki rozwojowi źródeł odnawialnych, energetyki jądrowej oraz wysokosprawnej kogeneracji.
8. W rozpatrywanym okresie z użytkowania wyłączonych zostanie ok. 12 000 MW konwencjonalnych jednostek wytwórczych (ok. 6000 MW do 2020 r. oraz kolejne 6000 MW do 2030 r.).
9. W celu zastąpienia wycofywanych jednostek wytwórczych oraz pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, powstanie ok. 4600 MW nowych mocy w elektrowniach opartych na paliwach węglowych, 3000 MW w elektrowniach jądrowych, 9000 MW w elektrowniach wiatrowych, 1500 MW w instalacjach fotowoltaicznych oraz ok. 6400 MWe w różnego rodzaju elektrociepłowniach.
10. Polityka promocji źródeł odnawialnych spowoduje intensywny rozwój elektrowni wiatrowych. Do 2030 r. powstanie ok. 9000 MW siłowni wiatrowych na lądzie i na morzu.

Elektrowni i elektrociepłowni biomasowych powstanie ok. 650 MWe do 2030 r., a biogazowych około 450 MWe.

11. W strukturze o najmniejszych kosztach zdyskontowanych pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 1500 MW pojawia się w 2025 r. (zgodnie z założeniem wyjściowym określającym rok 2025 jako pierwszy, w którym istnieją realne możliwości oddania do użytku takiej jednostki), a kolejny blok tej samej mocy pojawia się w 2030 r.

## 2.4. WARIANTY ALTERNATYWNE DLA PPEJ

### 2.4.1. Wariant rezygnacji z wdrażania Programu Polskiej Energetyki Jądrowej („wariant zerowy”)

Informacje podane w niniejszym rozdziale są uzupełnieniem informacji zawartych w rozdziale 5 Prognozy oddziaływania na środowisko Programu Polskiej Energetyki Jądrowej.

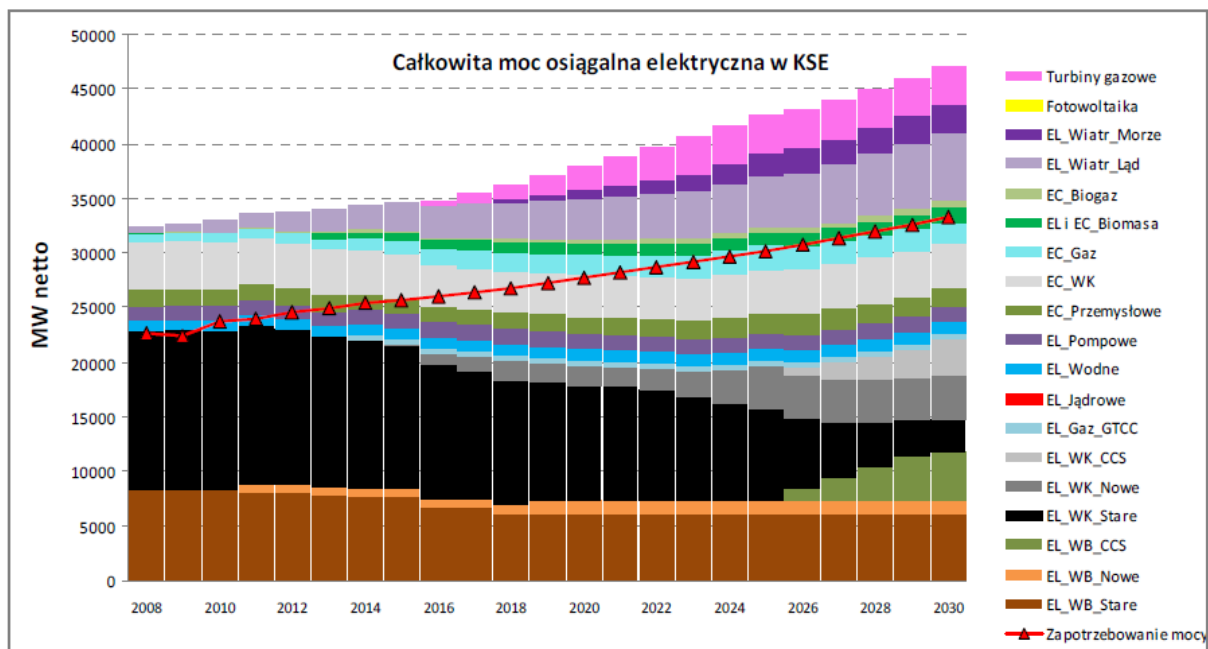
W aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, opracowanej przez ARE S.A. we wrześniu 2011 r., wykonano – w ramach analiz wrażliwości – również analizy różnych scenariuszy rezygnacji z budowy w Polsce elektrowni jądrowych do 2030 r. Wyniki analiz takich scenariuszy „wariantu zerowego” przedstawiono poniżej.

Należy zwrócić uwagę iż analizy te wykazały, że w razie rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych, byłyby one zastępowane przez źródła wytwórcze opalane paliwami kopalnymi – a nie przez źródła wykorzystujące OZE, co jest wynikiem optymalizacji kosztowej struktury wytwarzania energii elektrycznej.

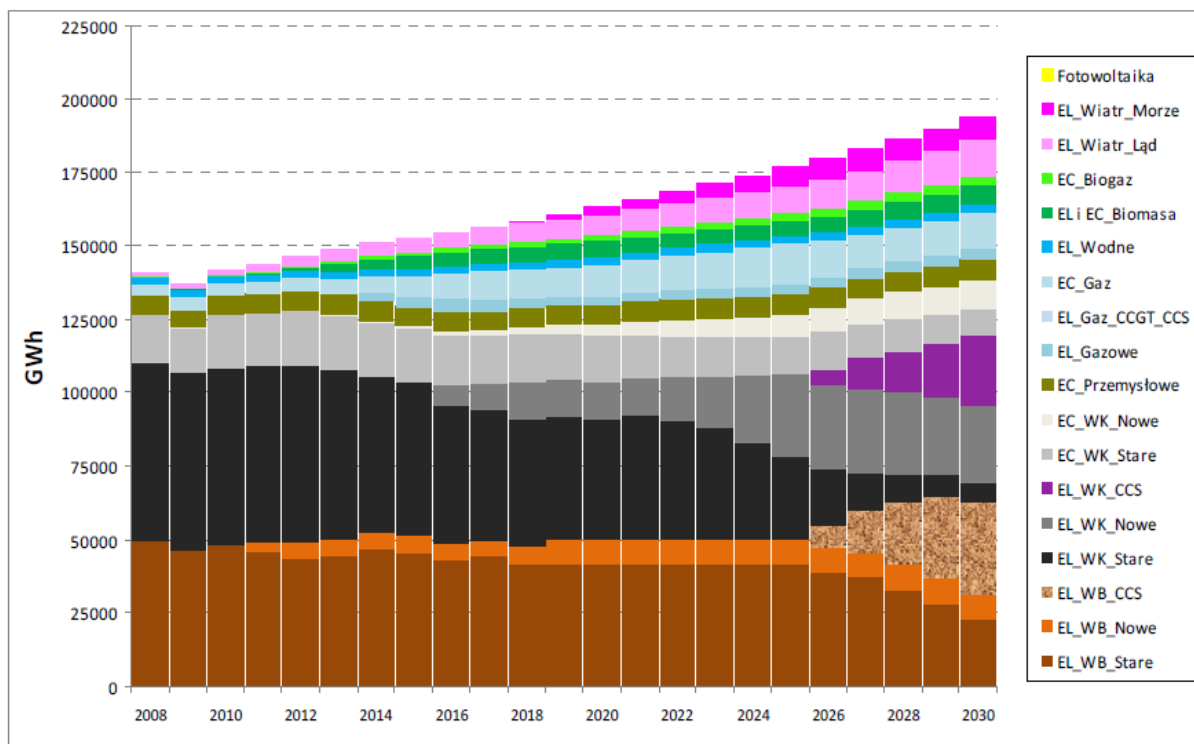
#### 2.4.1.1.1. Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych – przy warunkach przyjętych dla scenariusza bazowego

W przypadku rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych, przy założonych cenach paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, optymalnym rozwiązaniem jest budowa **konwencjonalnych źródeł energii opartych na węglu kamiennym**. W takim scenariuszu w latach 2016-2025 powstałyby nowe bloki na węgiel kamienny o łącznej mocy około 4000 MW, natomiast po roku 2025 wszystkie nowe bloki na węgiel kamienny wyposażone są w instalacje wychwytywania i magazynowania CO<sub>2</sub> (*carbon capture and storage* - CCS) – łącznie do roku 2030 powstaną bloki o mocy około 3300 MW wyposażone w instalacje w instalacje CCS. Jest to wyraźna różnica w stosunku do wyników scenariusza bazowego, w którym nie powstawały elektrownie na węglu kamiennym wyposażone w CCS. W przypadku elektrowni na węgiel brunatny nowe bloki również wyposażone są w technologię CCS, podobnie jak w scenariuszu bazowym. Wyniki analiz dla tego scenariusza przedstawiono na poniższych rysunkach.

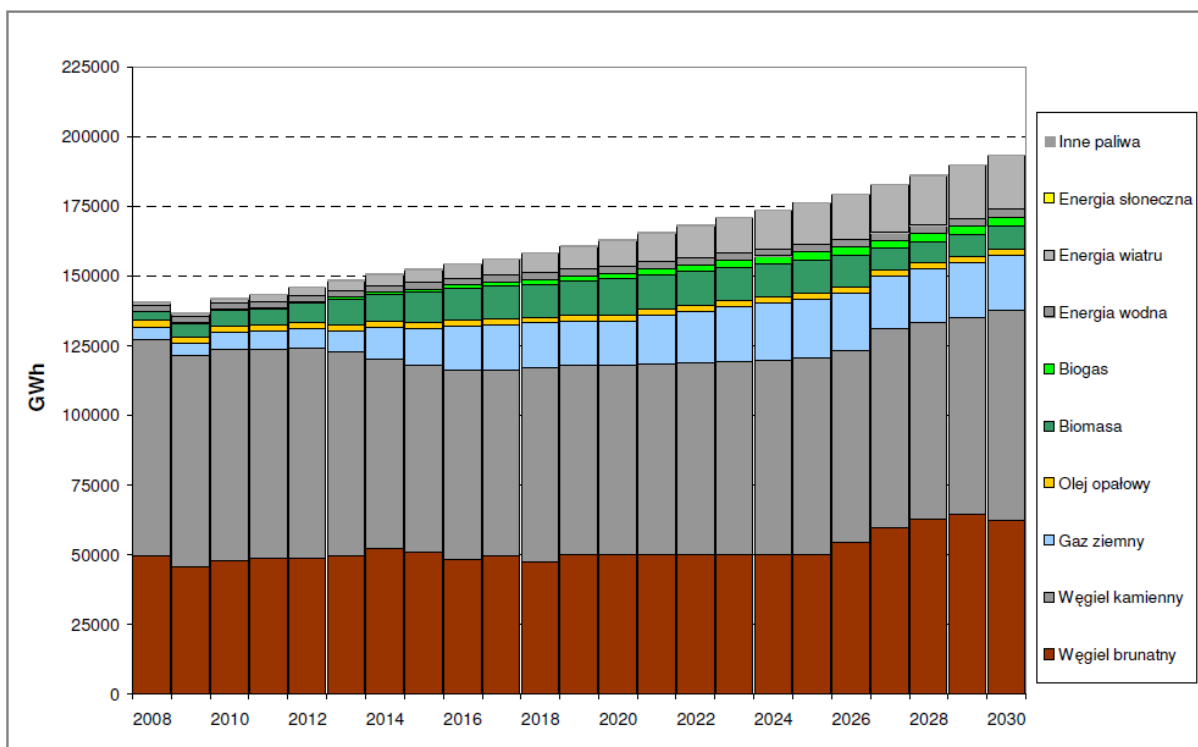
Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 41. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza bez elektrowni jądrowych.



Rysunek 42. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza bez elektrowni jądrowych.



Rysunek 43. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu bez elektrowni jądrowych.

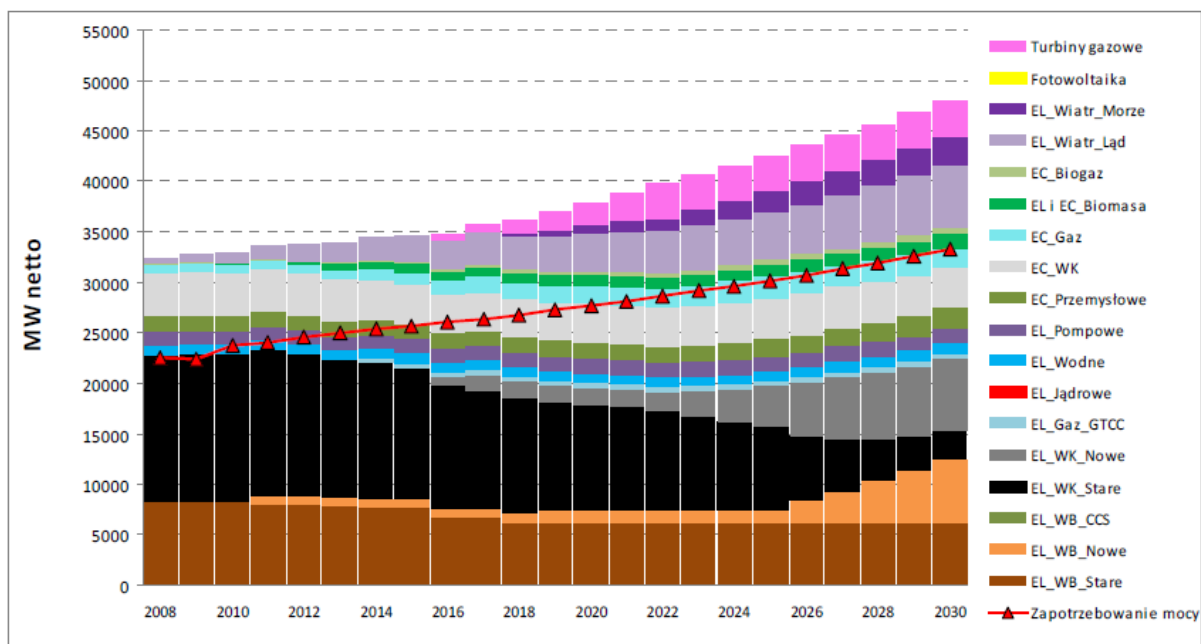
Podsumowując: rezygnacja z budowy elektrowni jądrowych, przy warunkach przyjętych dla scenariusza bazowego, prowadziłaby do budowy bloków na węgiel kamienny o łącznej mocy **7300 MW**, z czego 4000 MW bez instalacji CCS i 3300 MW z instalacjami CCS. W porównaniu do scenariusza bazowego, w którym od 2020 r. pojawiają się nowe bloki na węgiel kamienny (bez instalacji CCS) o mocy 2520 MW, oznacza to **konieczność budowy dodatkowych bloków na węgiel kamienny bez instalacji CCS o mocy 1480 MW oraz o mocy 3300 MW z instalacjami CCS**.

Wyniki te wskazują, że przy założonych cenach gazu ziemnego oraz cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, główną alternatywą dla elektrowni jądrowych są elektrownie węglowe z instalacjami CCS. Elektrownie gazowo-parowe są wobec nich wciąż mało konkurencyjne. Jednakże, biorąc pod uwagę znaczną niepewność rzeczywistych przyszłych kosztów instalacji CCS – zarówno nakładów inwestycyjnych jak i kosztów operacyjnych – należy traktować te wyniki z rezerwą. Przy wyższych kosztach operacyjnych lub inwestycyjnych układów CCS źródła gazowe mogłyby okazać się znacznie bardziej konkurencyjne.

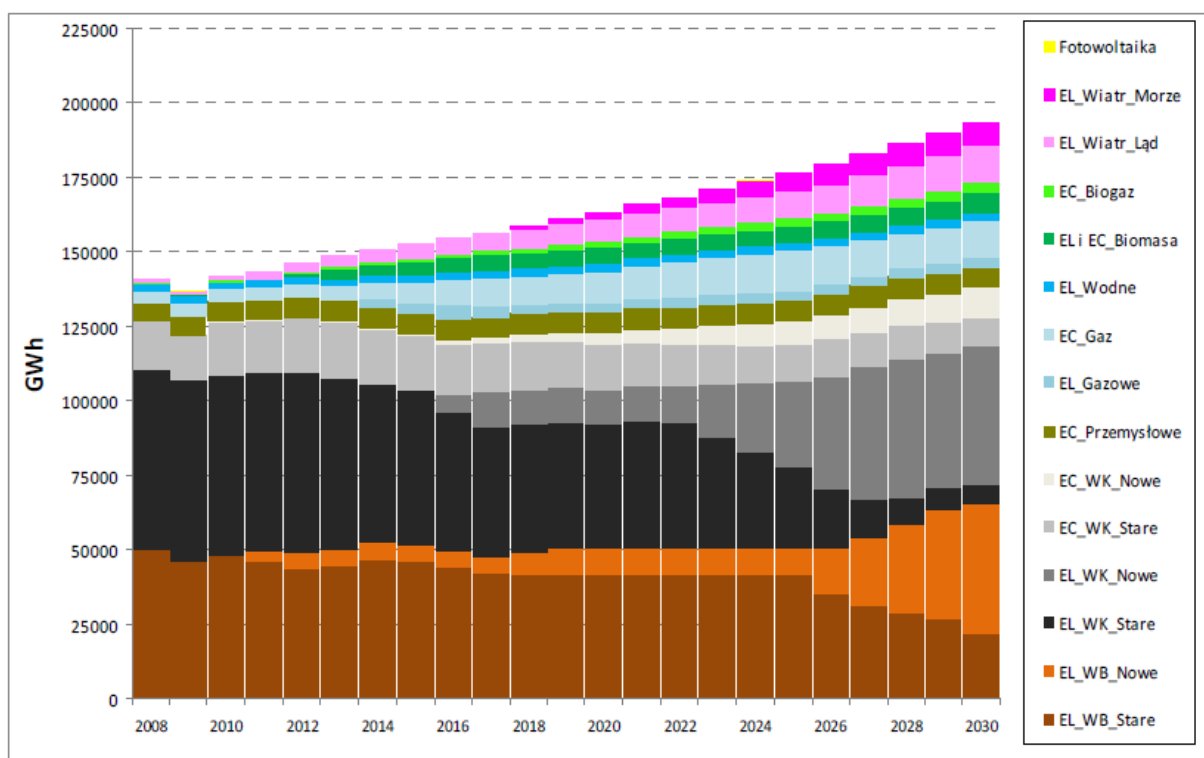
#### 2.4.1.1.2. Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS)

Z wyników analiz scenariusza przedstawionego powyżej wynika, że w przypadku rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych, byłyby one w znacznym stopniu zastępowane przez źródła wyposażone w instalacje CCS. Poniżej przedstawiono strukturę mocy wytwórczych, produkcji oraz zużycia paliw dla scenariusza zakładającego rezygnację z budowy elektrowni jądrowych, przy braku możliwości wyposażania źródeł konwencjonalnych w instalacje CCS (patrz rysunki poniżej).

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

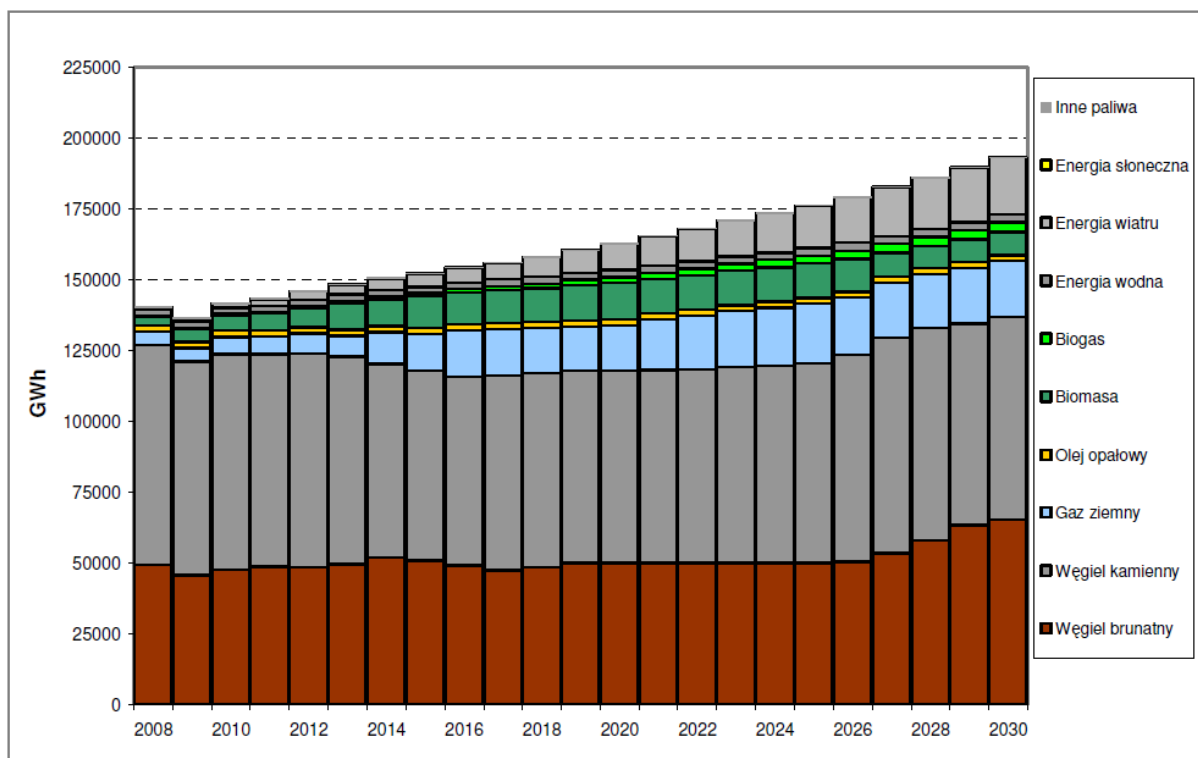


Rysunek 44. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS.



Rysunek 45. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS.





Rysunek 46. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS.

Uzyskane wyniki są podobne do wyników poprzedniego scenariusza z tą różnicą, że w miejsce elektrowni wyposażonych w instalacje wychwyty CO<sub>2</sub>, pojawiają się (po 2025 r.) nowe elektrownie na węgiel kamienny (ok. 2900 MW) i węgiel brunatny (ok. 1000 MW). Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej jest w obu tych scenariuszach niemal identyczna. Źródła zasilane gazem ziemnym również w tym scenariuszu są mało konkurencyjne.

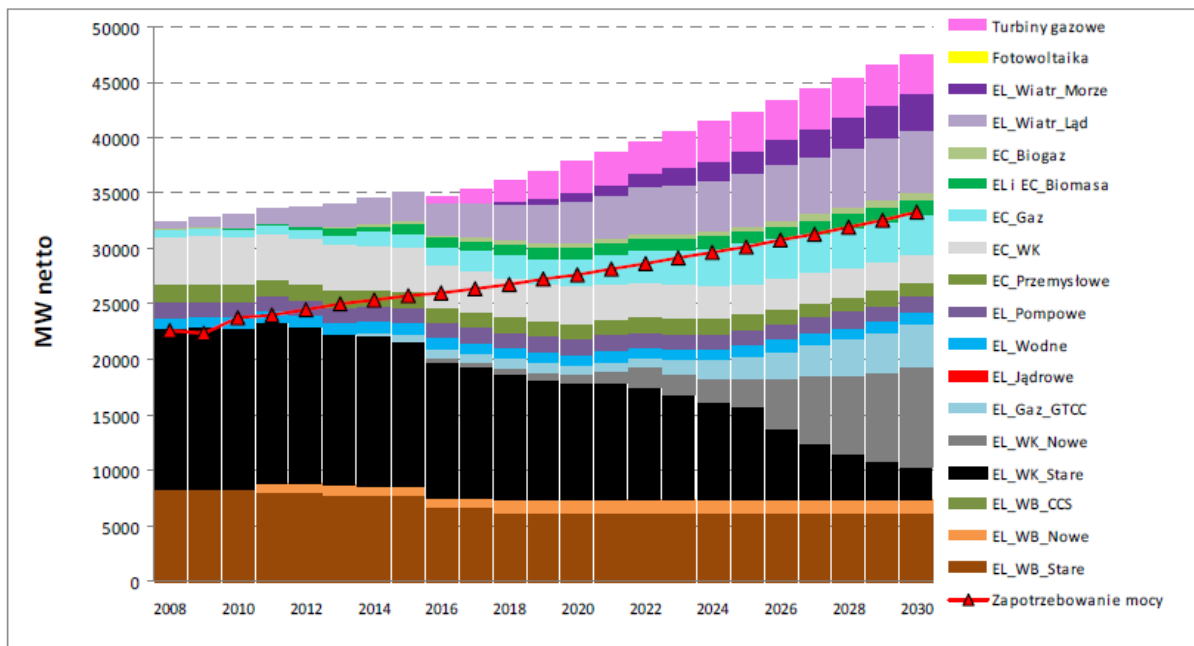
Tak więc w tym scenariuszu rezygnacja z budowy elektrowni jądrowych skutkowałaby ich zastąpieniem nowymi elektrowniami na węgiel kamienny i brunatny, lecz bez instalacji CCS.

#### 2.4.1.1.3. Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla

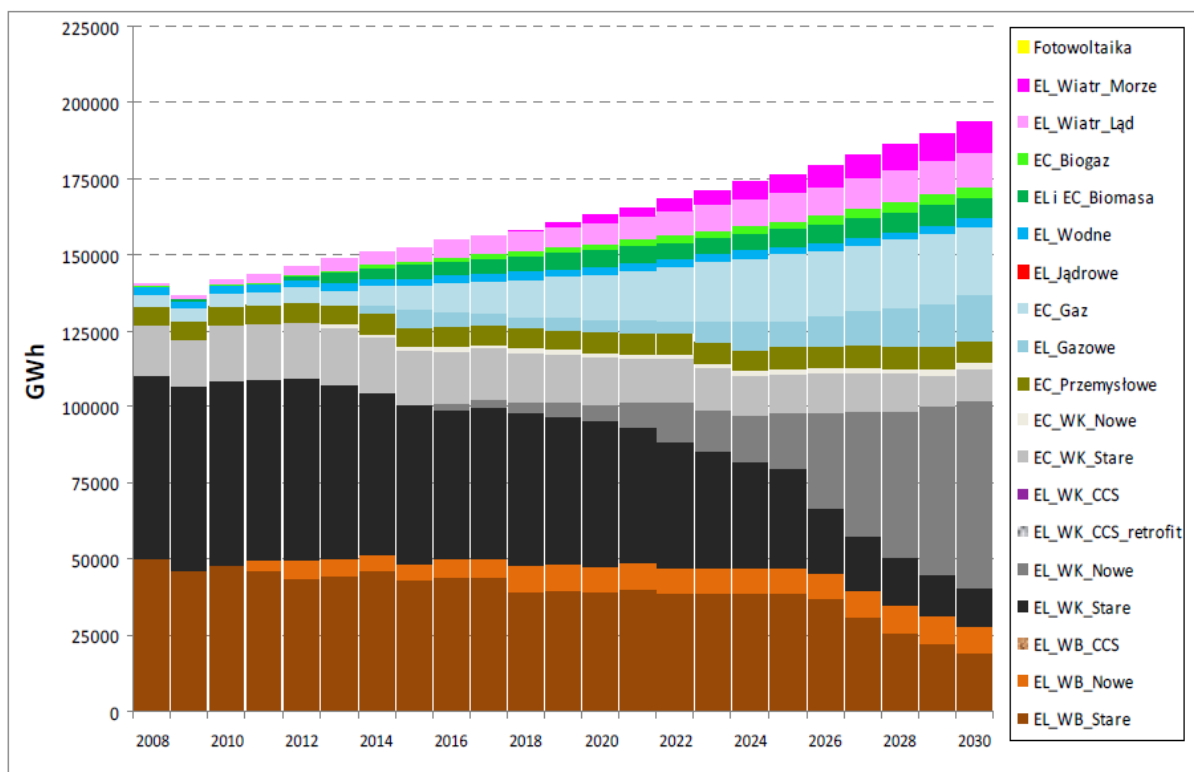
W scenariuszu tym założono, że do 2030 roku nie powstaną w Polsce elektrownie jądrowe ani nie będą budowane źródła konwencjonalne wyposażone w instalacje CCS, przy czym dodatkowo założono wyższy niż scenariuszu bazowym poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Wyniki analiz tego scenariusza w postaci struktury mocy źródeł wytwórczych, struktury produkcji energii elektrycznej oraz struktury zużycia paliw na produkcję energii elektrycznej przedstawiono na poniższych rysunkach.

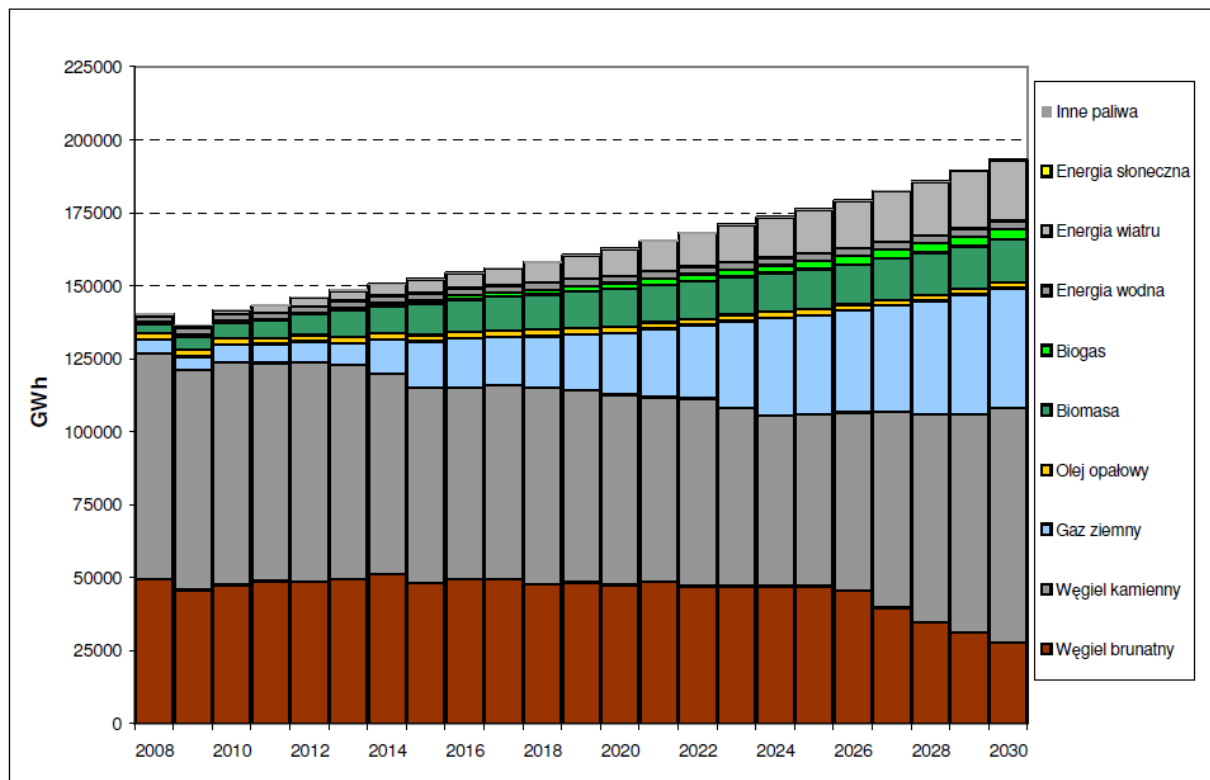
Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 47. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.



Rysunek 48. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.



Rysunek 49. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej w scenariuszu rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

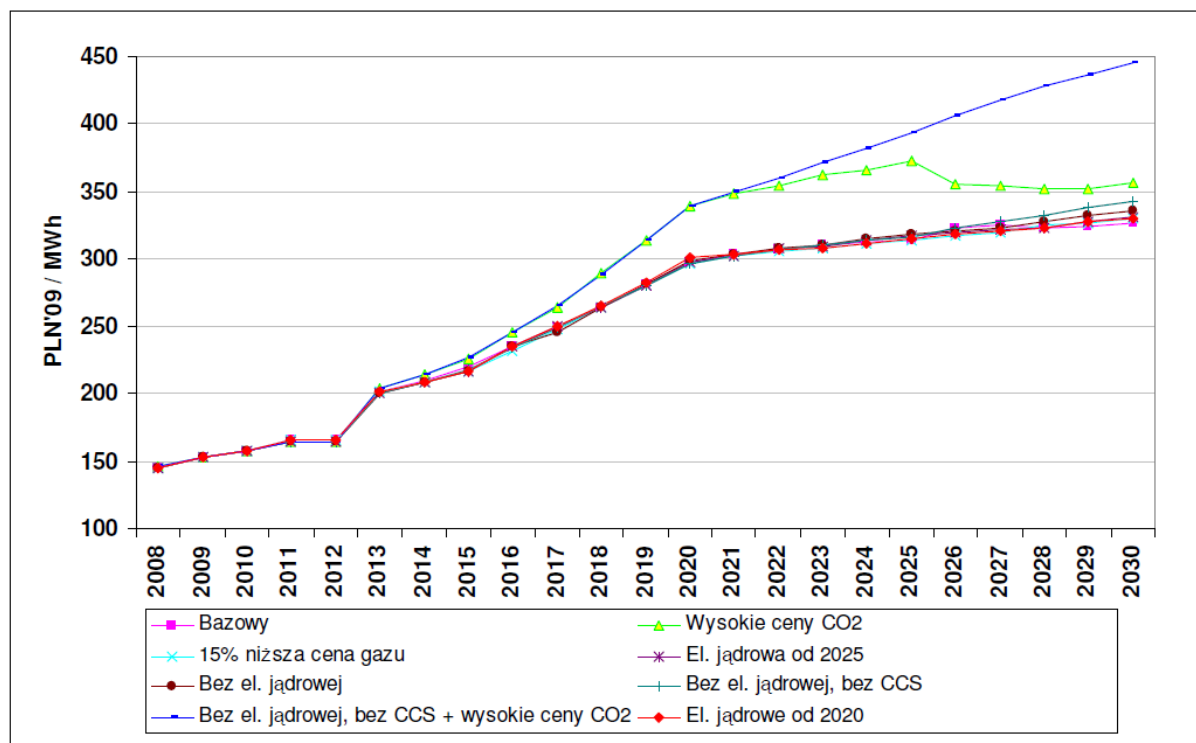
W przypadku rezygnacji z energetyki jądrowej oraz źródeł wyposażonych w instalacje CCS, wysoki poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> sprawia, że **maleje wykorzystanie węgla brunatnego**, jako najbardziej emisyjnego z paliw, **na rzecz węgla kamiennego i gazu ziemnego**. Po 2020 r. nie powstają żadne nowe elektrownie oparte na wykorzystaniu węgla brunatnego, a produkcja w obiektach istniejących w latach 2025-2030 znacząco się zmniejsza. Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego w roku 2030 jest niższa o **ok. 40%** w porównaniu do scenariusza bez elektrowni jądrowych i CCS z niższymi cenami CO<sub>2</sub>. Większa jest natomiast produkcja elektrowni na węglu kamiennym oraz elektrowni zasilanych gazem ziemnym - ok. 3800 MW mocy w roku 2030. Znacząco rośnie produkcja w elektrociepłowniach gazowych, głównie kosztem nowych elektrociepłowni opartych na węglu kamiennym.

Generalnie scenariusz ten można scharakteryzować następująco: wysokie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powodują, że źródła gazowe stają się konkurencyjne w stosunku do źródeł węglowych, pomimo niekorzystnej relacji cen gazu do cen węgla kamiennego. Udział gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej staje się w tym wariantcie znaczący (ok. **20%**).

Jednocześnie scenariusz ten jest charakterystyczny jeśli chodzi o **średnie systemowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, najwyższe** w porównaniu do pozostałych scenariuszy.

#### 2.4.1.1.4. Wpływ rezygnacji z energetyki jądrowej na koszty wytwarzania energii elektrycznej

Rysunek 50 przedstawia porównanie wyników oszacowania średnich systemowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla poszczególnych scenariuszy uwzględnionych w analizach wrażliwości (koszty wytwarzania obejmują koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>).



Rysunek 50. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych scenariuszach przeanalizowanych w ramach analiz wrażliwości [zł'09/MWh].

Niezależnie od scenariusza nastąpi znaczny wzrost kosztów wytwarzania, szczególnie silny w latach 2013 – 2020 co jest powodowane głównie rosnącymi kosztami emisji CO<sub>2</sub>. **W scenariuszu bazowym** koszty wytwarzania osiągną w latach 2025-2030 poziom ok. **330 zł/MWh**.

Dla wszystkich scenariuszy z niskimi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przebieg zmian kosztów wytwarzania w czasie jest podobny. W tych warunkach rezygnacja z budowy elektrowni jądrowych nie wpływa znacząco na koszty wytwarzania, bowiem byłyby one wówczas zastępowane elektrowniami konwencjonalnymi wyposażonymi w instalacje CCS. Przy założeniu, że nie będą budowane ani elektrownie jądrowe ani elektrownie z CCS następuje niewielki wzrost kosztów wytwarzania. Technologie te są bowiem zastępowane przez elektrownie konwencjonalne, których koszty wytwarzania, przy bazowych cenach CO<sub>2</sub>, są porównywalne lub tylko minimalnie wyższe.

W przypadku dwóch scenariuszy, w których założono wysokie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przebieg zmian kosztów wytwarzania w czasie jest zasadniczo odmienny w stosunku do scenariuszy z niskimi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – przede wszystkim koszty wytwarzania byłyby znacznie wyższe.

W scenariuszu zakładającym budowę elektrowni jądrowej i źródeł węglowych z CCS, koszty wytwarzania rosną szybciej niż w scenariuszu bazowym osiągając w latach 2024-2025 poziom ok. 370 zł/MW, czyli o ok. 20% wyższy. Natomiast po 2025 roku, rosnący udział elektrowni jądrowych oraz elektrowni wyposażonych w instalacje CCS stabilizuje koszty wytwarzania. Dzięki temu - pomimo

znacznie wyższych cen CO<sub>2</sub> - koszty wytwarzania w roku 2030 są w tym scenariuszu wyższe tylko o ok. 8% od kosztów w scenariuszu bazowym.

W warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w razie rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych, przy braku dostępności instalacji CCS, koszty wytwarzania byłyby najwyższe i rosnące przez cały okres prognozy. W roku 2030 koszty te osiągnęłyby poziom ok. 445 zł/MWh, czyli o ponad 25% wyższy niż w scenariuszu wysokich cen CO<sub>2</sub>, ale dopuszczającym wykorzystanie energetyki jądrowej i CCS.

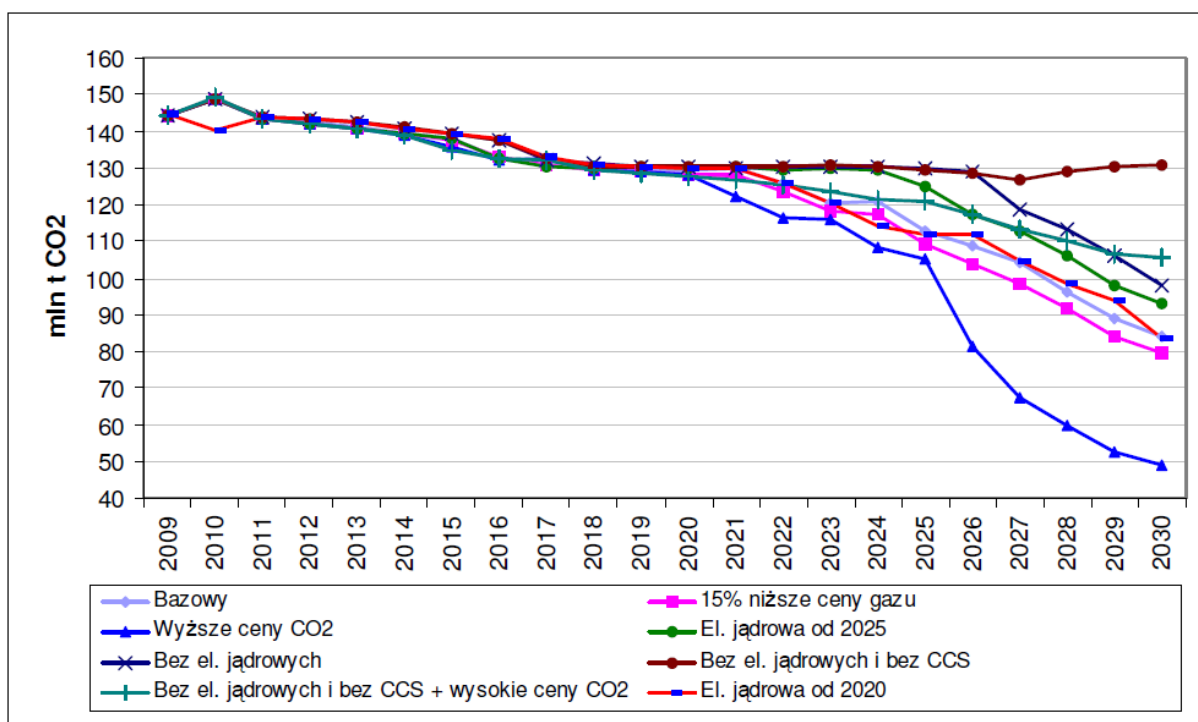
Podsumowując stwierdzić należy, że:

- Rezygnacja z budowy elektrowni jądrowych do 2030 r., przy kosztach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przyjętych dla wariantu bazowego (wzrost z obecnego poziomu do 33 €/tCO<sub>2</sub> w 2030 r.), skutkowałaby zmianą struktury wytwórczej w stronę większego wykorzystania źródeł opartych na węglu brunatnym i kamiennym z instalacjami CCS. W przypadku braku dostępności instalacji CCS budowane będą konwencjonalne elektrownie, oparte głównie na węglu brunatnym i kamiennym. Ze względu na ograniczony udział EJ w perspektywie prognozy i założony umiarkowany wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> nie występują tu znaczące zmiany średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej w porównaniu do scenariusza bazowego.
- W przypadku rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych w warunkach wysokich kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (wzrost z obecnego poziomu do 60 €/tCO<sub>2</sub> w 2030 r.) i przy braku dostępności instalacji CCS, rosnące koszty wytwarzania sprawiają, że konkurencyjne stają się elektrownie gazowo-parowe (udział gazu w strukturze wytwarzania energii elektrycznej rośnie w takim scenariuszu do 20% w 2030 r.). Spowodowałoby to jednak znaczący wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Średni koszt wytwarzania energii elektrycznej w systemie wzrósłby do poziomu ok. 445 zł/MWh w 2030 r., tj. byłby o ponad 20% wyższy w odniesieniu do scenariusza bazowego.
- W sytuacji braku dostępności technologii CCS energetyka jądrowa jest główną technologią, umożliwiającą znaczące redukcje emisji CO<sub>2</sub>. Scenariusze zakładające brak w krajowej strukturze źródeł wytwórczych elektrowni jądrowych i źródeł wyposażonych w instalacje CCS cechują najwyższe poziomy emisji CO<sub>2</sub>. (wyższe o ok. 55% w stosunku do scenariusza bazowego).

#### **2.4.1.2. Wpływ rezygnacji z energetyki jądrowej na emisje zanieczyszczeń do powietrza**

##### **2.4.1.2.1. Wzrost wielkości emisji dwutlenku węgla**

Rysunek 51 przedstawia porównanie wyników obliczeń wielkości emisji CO<sub>2</sub> dla poszczególnych scenariuszy uwzględnionych w analizach wrażliwości w aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwo i energię do 2030, opracowanej przez ARE S.A.



Rysunek 51. Porównanie wielkości emisji CO<sup>2</sup> w różnych scenariuszach przeanalizowanych w ramach analiz wrażliwości.

Niższe wielkości emisji CO<sub>2</sub> w stosunku do scenariusza bazowego występują jedynie w dwóch przeanalizowanych scenariuszach: niższych (o 15%) cen gazu oraz wyższych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (tu redukcje emisji są największe). W obu tych scenariuszach przewiduje się zbudowanie elektrowni jądrowych.

Natomiast dla wszystkich scenariuszy, w których założono rezygnację z budowy elektrowni jądrowych do 2030 r. poziomy emisji CO<sub>2</sub> są wyższe w stosunku do scenariusza bazowego. W szczególności, z analiz wynika, że w przypadku rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych emisje CO<sub>2</sub> byłyby w roku 2030 wyższe w stosunku do emisji dla scenariusza bazowego (84,2 mln t) o około:

- 14 mln t (tj. o ok. 17%) – dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych – przy warunkach przyjętych dla scenariusza bazowego;
- 21 mln t (tj. o ok. 25%) – dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS, w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla;
- 46 mln t (tj. o ok. 55%) – dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS), w tym przypadku po roku 2017 nie byłaby możliwa redukcja emisji CO<sub>2</sub>, a po roku 2027 nastąpiłby nawet niewielki wzrost emisji.

#### 2.4.1.2.2. Wzrost wielkości emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów

Rezygnacja z energetyki jądrowej, oprócz zwiększenia emisji CO<sub>2</sub>, skutkowałaby także dodatkowymi emisjami SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów pochodzącymi ze źródeł wytwórczych opalanych paliwami organicznymi zastępującymi bloki jądrowe.

W opracowanej przez ARE S.A. aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwo i energię do 2030 nie analizowano skutków rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych na zwiększenie emisji tych zanieczyszczeń, lecz można je oszacować przyjmując, że elektrownie jądrowe zostałyby zastąpione dodatkowymi nowoczesnymi blokami na węgiel kamienny (wariant opisany w pkt 2.4.1.1.1), o łącznej mocy **4780 MW** (w 2030 r.). Przyjmując typowy roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej tych bloków na poziomie 7500 h otrzymamy szacunkową wartość rocznej produkcji energii elektrycznej z tych bloków na poziomie **36 TWh**.

Nowobudowane bloki elektrowni ciepłych muszą spełniać ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza określone w Dyrektywie 2010/75/UE<sup>26</sup>, Załącznik V. Jednakże wskaźniki emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów na jednostkę energii elektrycznej dla nowych projektowanych bloków na węgiel kamienny różnią się znacznie (dotyczy to zwłaszcza NO<sub>x</sub>). W poniższej tabeli podano przykładowe wskaźniki dla bloków El. Ostrołęka C (1000 MW)<sup>27</sup>, 5 i 6 bloku El. Opole (2x900 MW)<sup>28</sup> oraz ich wartości średnie przyjęte w niniejszym oszacowaniu.

Tabela 13. Porównanie wskaźników emisji dla bloków Ostrołęka i Opole.

Rodzaj emisji	Ostrołęka C	Opole bloki 5 i 6	Średnie
SO <sub>2</sub> [kg/MWh]	0,554	0,64	0,60
NO <sub>x</sub> [kg/MWh]	0,507	1,52	1,01
Pyły [kg/MWh]	0,083	0,05	0,07

Przyjmując powyższe średnie wartości wskaźników emisji oraz średnioroczną wielkość produkcji tych dodatkowych bloków węglowych na poziomie 36 TWh otrzymamy następujące szacunkowe wielkości dodatkowych rocznych emisji:

- SO<sub>2</sub>: 22 tys. t/a
- NO<sub>x</sub>: 36 tys. t/a
- Pyły: 2,5 tys. t/a.

#### 2.4.1.2.3. Aspekt przestrzenny wpływu na środowisko rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych

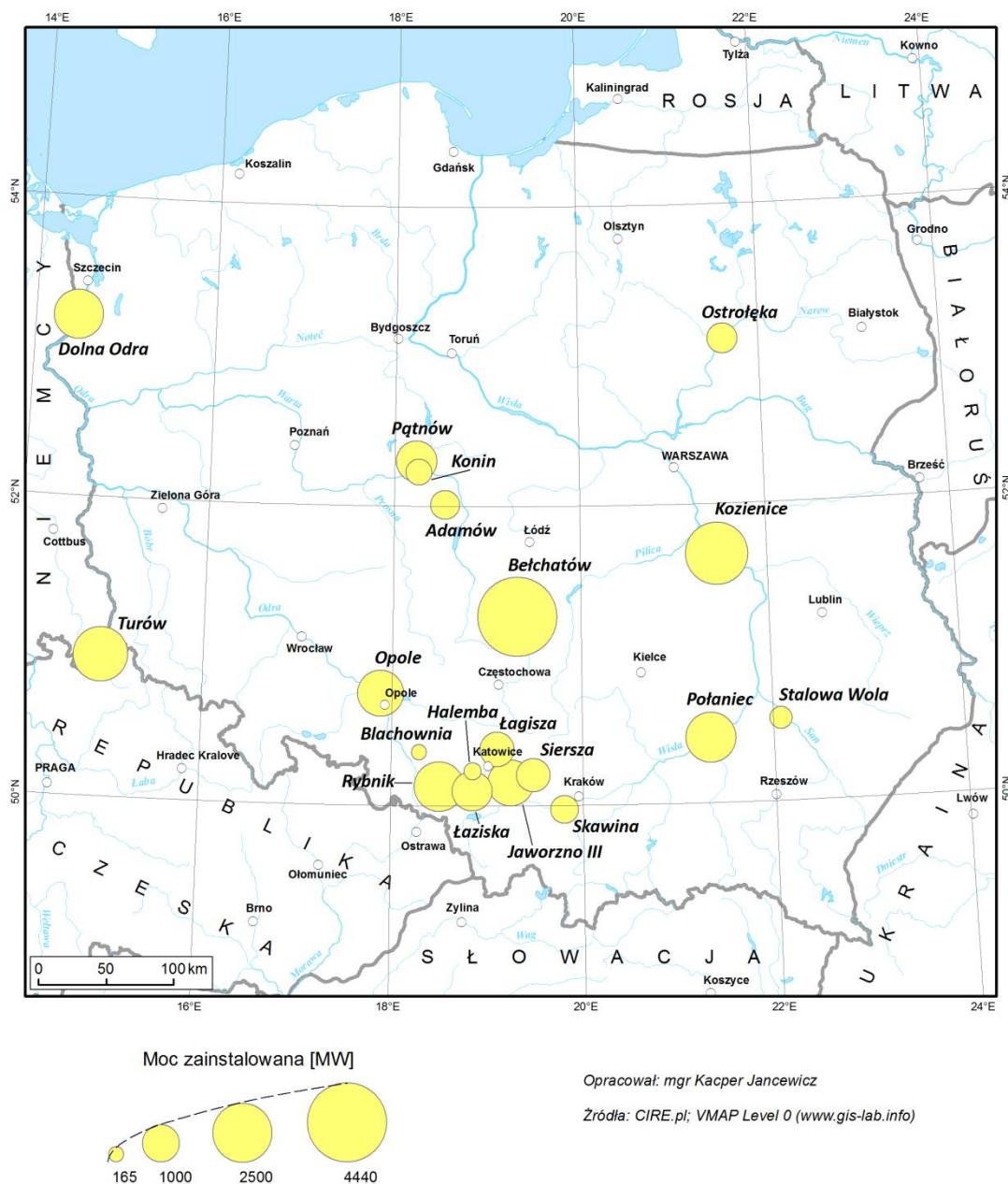
W aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 opracowanej przez ARE S.A. nie rozpatrywano aspektu lokalizacji ewentualnych dodatkowych bloków energetycznych opalanych paliwami organicznymi, które trzeba byłoby wybudować w przypadku rezygnacji z budowy bloków jądrowych. Zależnie od scenariusza mogą to być bloki na węgiel kamienny, na węgiel kamienny i brunatny, albo na węgiel kamienny i gaz ziemny (gazowo-parowe).

<sup>26</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola). Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 334/17.

<sup>27</sup> „Energoprojekt Warszawa” S.A. Budowa Elektrowni Ostrołęka C. Raport o oddziaływaniu na środowisko. Opis techniczny.

<sup>28</sup> Marek Wdowiak (Departament Inwestycji PGE GiEK S.A.) : Zaawansowane technologie energetyczne – na przykładzie projektów nowych bloków energetycznych w PGE GiEK S.A. [http://redinpe.d2.pl/attachments/article/191/Inpe\\_154-155\\_art\\_01.pdf](http://redinpe.d2.pl/attachments/article/191/Inpe_154-155_art_01.pdf)

## ISTNIEJĄCE ELEKTROWNIE CIEPLNE W POLSCE



Rysunek 52. Istniejące elektrownie ciepłe w Polsce [źródło: CIRE.pl].

Można jednak założyć, że te dodatkowe bloki energetyczne opalane paliwami organicznymi lokalizowane byłyby w przede wszystkim w dotychczasowych lokalizacjach dużych elektrowni ciepłych opartych na węglu kamiennym lub brunatnym – tam gdzie możliwa jest ich rozbudowa (patrz Rysunek 52). Ponadto, dalsza rozbudowa energetyki opartej na węglu brunatnym, która w sytuacji rezygnacji z energetyki jądrowej byłaby bardziej uzasadniona, wymagałaby otwarcia nowych odkrywek w rejonie Legnicy (woj. dolnośląskie) i Gubina (woj. lubuskie)<sup>29</sup>. Można także założyć, że nowe elektrownie oparte na węglu kamiennym – ze względu na wysokie koszty transportu węgla –

<sup>29</sup> Co wydaje się jednak problematyczne w ze względu na protesty społeczne, zwłaszcza wobec planów otwarcia odkrywki w rejonie Legnicy.

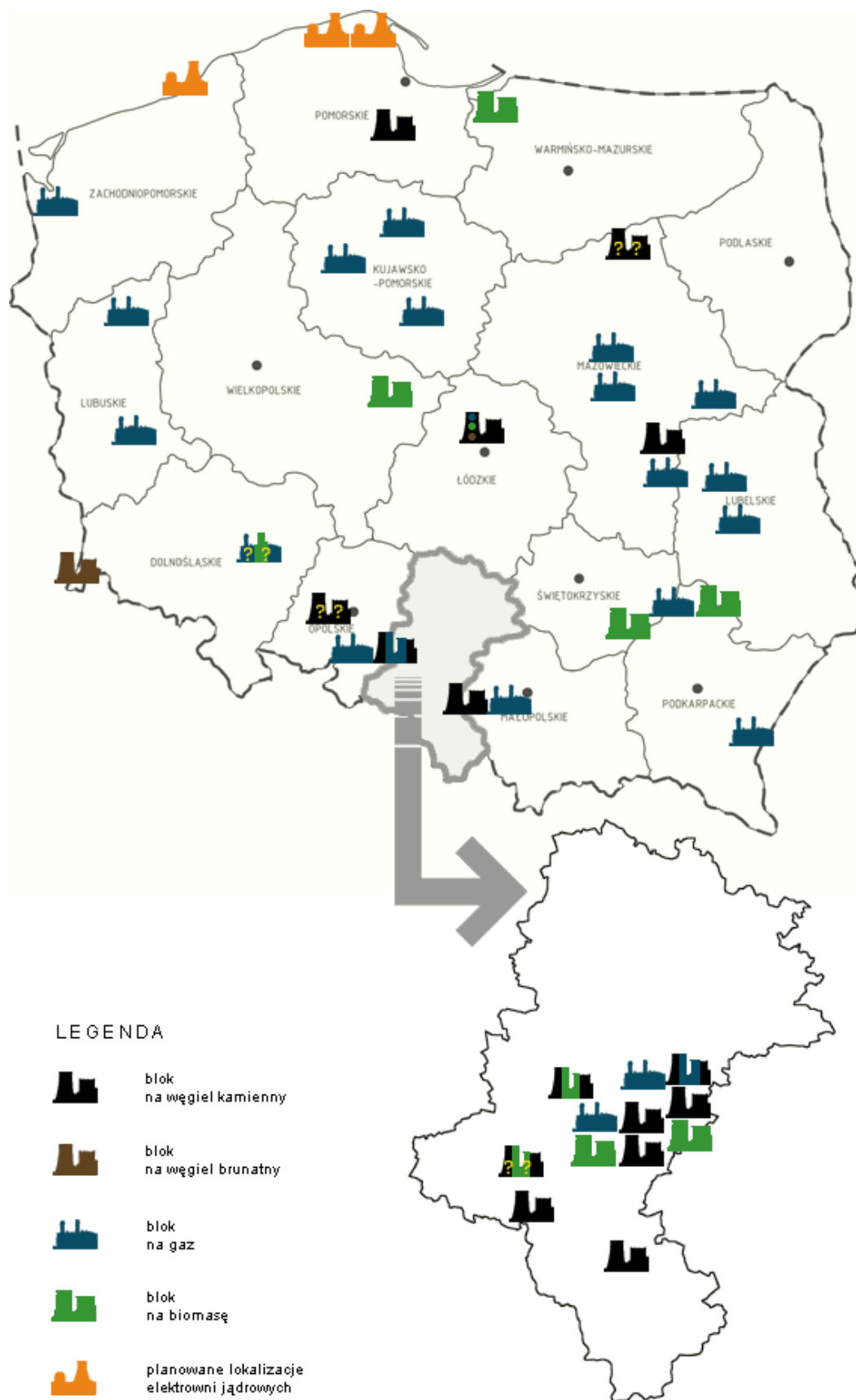


będą raczej lokalizowane w centralnej i południowej Polsce (zwłaszcza w woj. śląskim) – patrz Rysunek 53. Wyjątkiem są obecnie planowane elektrownie „Północ”<sup>30</sup> (w rejonie wsi Rajkowy k. Pelplina) i „Ostrołęka C” (lecz aktualnie inwestycja ta jest wstrzymana). Z kolei bloki gazowo-parowe lokalizowane będą w pobliżu tras gazociągów przesyłowych, przeważnie w środkowej i zachodniej Polsce.

W sumie rezygnacja z budowy elektrowni jądrowych – planowanych obecnie w rejonie nadmorskim – skutkowałoby utwaleniem i **dalszym pogłębieniem obecnej dysproporcji przestrzennego rozmieszczenia dużych źródeł wytwórczych energii elektrycznej**, które są zlokalizowane przeważnie w środkowej i południowej części kraju.

---

30 Elektrownia ta ma być opalana węglem kamiennym pochodzącym z Kopalni Bogdanka.



Rysunek 53. Realizowane i planowane budowy i rozbudowy elektrowni/elektrociepłowni w Polsce.  
 Źródło: <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html>

Koncentracja źródeł wytwórczych w środkowej i południowej części kraju oraz ich niedobór w części północnej powodują **konieczność przesyłania energii na duże odległości**, co wiąże się to nie tylko ze **znacznymi stratami sieciowymi**, ale także pogarsza bezpieczeństwo zasilania odbiorców na północy i północnym wschodzie kraju. W szczególności woj. pomorskie jest obecnie dużym „importerem mocy”, w ilości oszacowanej przez Tractebel Engineering S.A.<sup>31</sup> (uwzględniając pracę ESP Żarnowiec) na od 798 MW (szczyt zimowy) do 1258 MW (dolina letnia). Aż ok. 2/3 energii elektrycznej zużywanej woj. pomorskim (5863 GWh/a - wg. oszacowania Tractebel Engineering S.A. na podstawie danych za 2007 r.) „importowana” jest z innych regionów kraju, energia ta pochodzi głównie z dużych elektrowni ciepłych oddalonych o setki kilometrów, takich jak El. Dolna Odra (ok. 300 km od Gdańska w linii prostej), El. Kozienice (ok. 300 km od Gdańska w linii prostej) i w mniejszym stopniu El. Pątnów (ok. 230 km od Gdańska w linii prostej).. Średnioroczny wskaźnik strat w sieciach przesyłowych (400 kV i 220 kV) Operator Systemu Przesyłowego oszacował na 1,9%<sup>32</sup>. Przyjmując ten wskaźnik roczną wielkość strat energii elektrycznej przy przesyśle jedynie do woj. pomorskiego można z grubsza oszacować na ok. 110 GWh/a. Ponadto bardzo wysoki deficyt energii elektrycznej występuje także w województwach: kujawsko-pomorskim (6304 GWh/a), warmińsko-mazurskim (3473 GWh/a) i podlaskim (2391 GWh/a)<sup>33</sup>.

Należy przy tym mieć na uwadze, że emisje zanieczyszczeń z bloków elektrowni ciepłych jakie trzeba by było zbudować zamiast bloków jądrowych obciążałyby dodatkowo środowisko w tych regionach kraju, które i tak jest już znacznie zdegradowane na skutek działalności przemysłowej, w tym przez energetykę węglową.

#### 2.4.2. Dyskusja tezy o rozwoju energetyki odnawialnej i poprawy efektywności energetycznej jako alternatywy dla wdrażania Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

Opracowanie „Polityka energetyczna Polski do roku 20130” (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 kosztach i jednoczesnym spełnieniu (znacznie zaostrożonych w ostatnich latach) wymagań ochrony środowiska**.

Jak stwierdzono w pkt 2.3.1, przy planowaniu polityki energetycznej Polski do 2030 r. **założono bardzo ambitne cele zwiększenia efektywności energetycznej**, znacznie przekraczające cele wyznaczone przez UE w ramach tzw. pakietu energetyczno-klimatycznego. Dotyczy to prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r., będącej jednym z podstawowych dokumentów, na których opiera się PEP 2030, zarówno w wersji z listopada 2009 r. jak też jej aktualizacji z września 2011 r.

31 K. Hałaczek-Nowak i K. Nowak: Projekt Aktualizacji Regionalnej Strategii Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025 w zakresie elektroenergetyki. Tractebel Engineering S.A. Katowice, Wrzesień 2009.

32 Z. Maciejewski: Oszacowanie strat energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w latach 1999-2003. PSE S.A. Elektroenergetyka Nr 3/2004 (50).

33 Tamże.

Odnosząc się do propozycji oparcia gospodarki energetycznej na odnawialnych źródłach energii, należy zwrócić uwagę na następujące czynniki: koszty wytwarzania energii elektrycznej, możliwości zapewnienia pokrycia rosnącego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz możliwości i koszty równoważenia przerywanego charakteru jej dostarczania. Szczegółowe analizy<sup>34</sup> prowadzone przez Ministerstwo Gospodarki wskazały na brak ekonomicznego uzasadnienia dla całkowitego zastąpienia mocy wytwarzanej przez elektrownie jądrowe jedynie przez źródła wykorzystujące OZE.

#### 2.4.2.1. Wysokie koszty wytwarzania energii elektrycznej z OZE

Ze wszystkich profesjonalnych i obiektywnych analiz –wykonanych zarówno przez ARE S.A. (patrz: pkt 2.3.1.1.4) jak i też inne renomowane firmy konsultingowe – wynika jednoznacznie, że koszty wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych są znacznie wyższe niż energii jądrowej. Dlatego w razie rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych byłyby one zastępowane nie przez źródła OZE lecz przez elektrownie ciepłownicze opalane paliwami kopalnymi – patrz wyniki analiz dla „wariantu zerowego” (pkt 2.4.1).

Zestawienie kosztów energii z różnych źródeł podaje w szczególności ostatnio opublikowane w Polsce studium firmy Ernst and Young<sup>35</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 eksploatacyjnych 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, w tym ceny świadectw pochodzenia (energii ze źródeł odnawialnych) lub wysokość opłat zastępczych<sup>36</sup>, kursy walut, ceny ciepła i paliw oraz inne obowiązujące w 2011 roku uwarunkowania regulacyjne.

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

---

34 Andrzej Strupczewski, Władysław Kiełbasa, Łukasz Szkudlarek: Odnawialne źródła energii a energetyka jądrowa. Warszawa, lipiec 2012.

35 [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)

36 Płaconych przez przedsiębiorstwa energetyczne w razie nie wypełnienia obowiązku zapewnienia określonego udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym.

równoważny czas pracy na pełnej mocy wynosi dla elektrowni wiatrowych na lądzie 2300 godzin rocznie<sup>37</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 14. Wysokość nakładów inwestycyjnych na jednostkę mocy szczytowej i mocy średniej, dane z raportu Ernst and Young<sup>38</sup>, opracowanie własne.**

		Wiatr ląd	MFW	Biomasa (EC) *	Biogaz (EC)*	Hydro	Biomasa	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 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 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 energetykę wiatrową czy panele fotowoltaiczne. Niestety jest drogie ze względu na wysoki koszt paliwa, około 3-krotnie wyższy niż koszt węgla kamiennego.

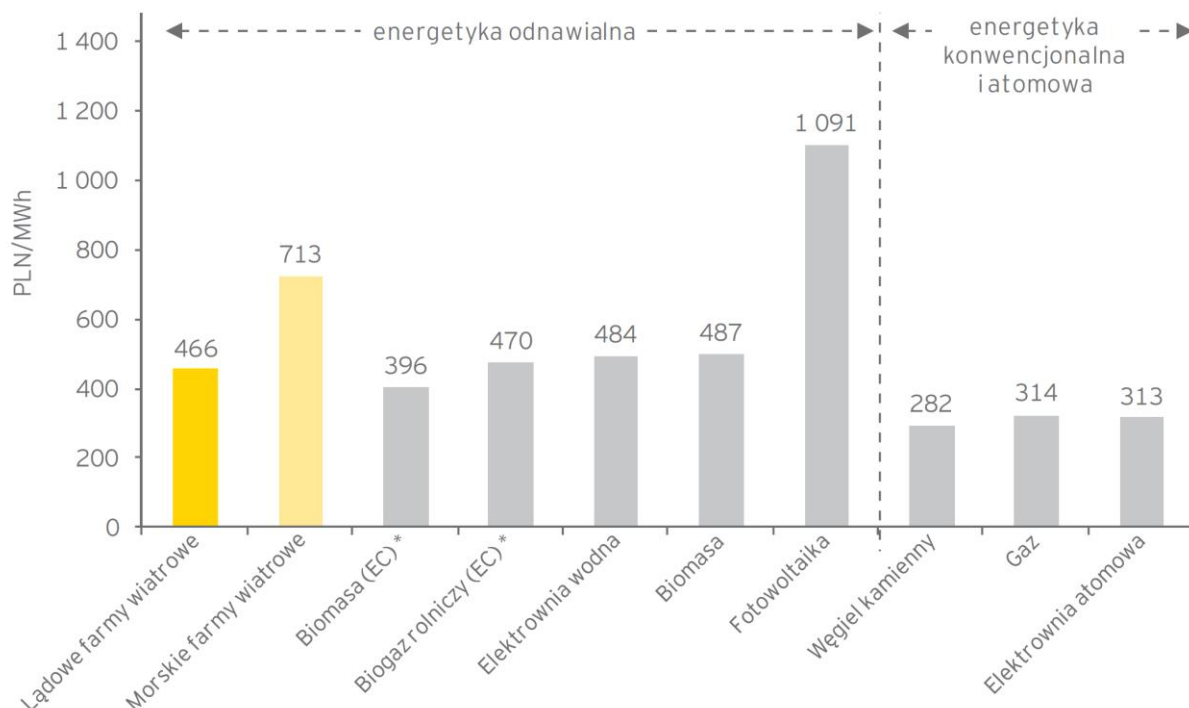
Uwzględniając koszty inwestycyjne i koszty operacyjne działania elektrowni w poszczególnych technologiach odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz m.in. oczekiwany zwrot z zainwestowanego kapitału na poziomie 10 % rocznie autorzy oszacowali koszty produkcji energii elektrycznych dla nowych mocy w warunkach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

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 Rysunek 54). W przypadku elektrowni opartych na węglu kamiennym koszt wytworzenia 1 MWh został oszacowany na 282 zł, a w przypadku energetyki gazowej na 314 zł. W obu przypadkach przy założeniu braku darmowej alokacji uprawnień, i przy cenie 60 zł za tonę CO<sub>2</sub>. Szacowany koszt energii z elektrowni jądrowej to 313 zł/MWh.

37 Ernst and Young ibid, str. 30

38 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>

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

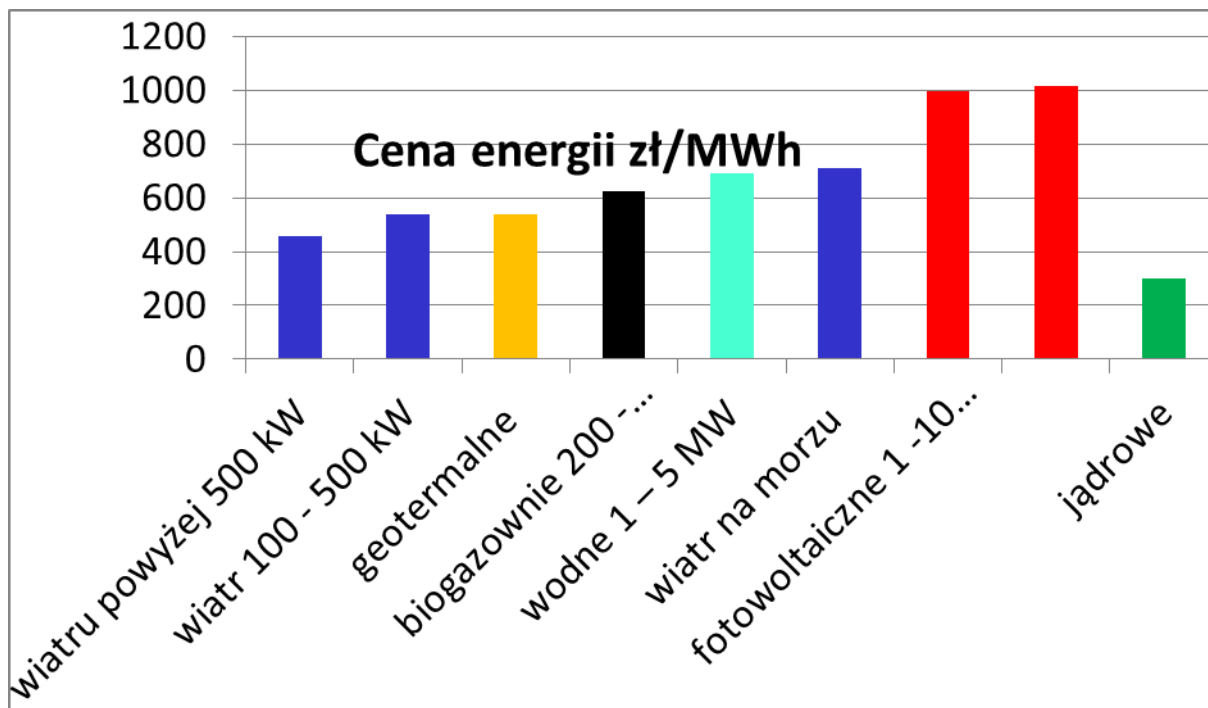


Rysunek 54. Zestawienie kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł wg danych polskich w 2011 roku, wykres zaczerpnięty z raportu Ernst and Young<sup>39</sup>.

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 największym kosztem cechowała się fotowoltaika z wynikiem 1091 zł/MWh, jak podali autorzy, głównie z uwagi na niski średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej, bo około 1000 godzin w roku. Wyniki te są zbliżone do przyjętych w Niemczech cen zakupu energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych – 190 euro/MWh i z paneli fotowoltaicznych – od 220 do 287 euro/MWh. Wprowadzanie OZE i budowa elektrowni jądrowych wiąże się z wielkimi wydatkami, przy czym funkcjonowanie EJ pozwala na utrzymanie cen płaconych przez odbiorców na poziomie zbliżonym do cen energii z paliw kopalnych.

Oceny te potwierdza uzasadnienie do projektu ustawy o OZE z dnia 4.10.2012. Podane tam ceny energii ze źródeł OZE pokazano na Rysunku 29 poniżej, z dodaniem dla porównania ceny energii z elektrowni jądrowych określonej w cytowanym powyżej opracowaniu firmy Ernst and Young.

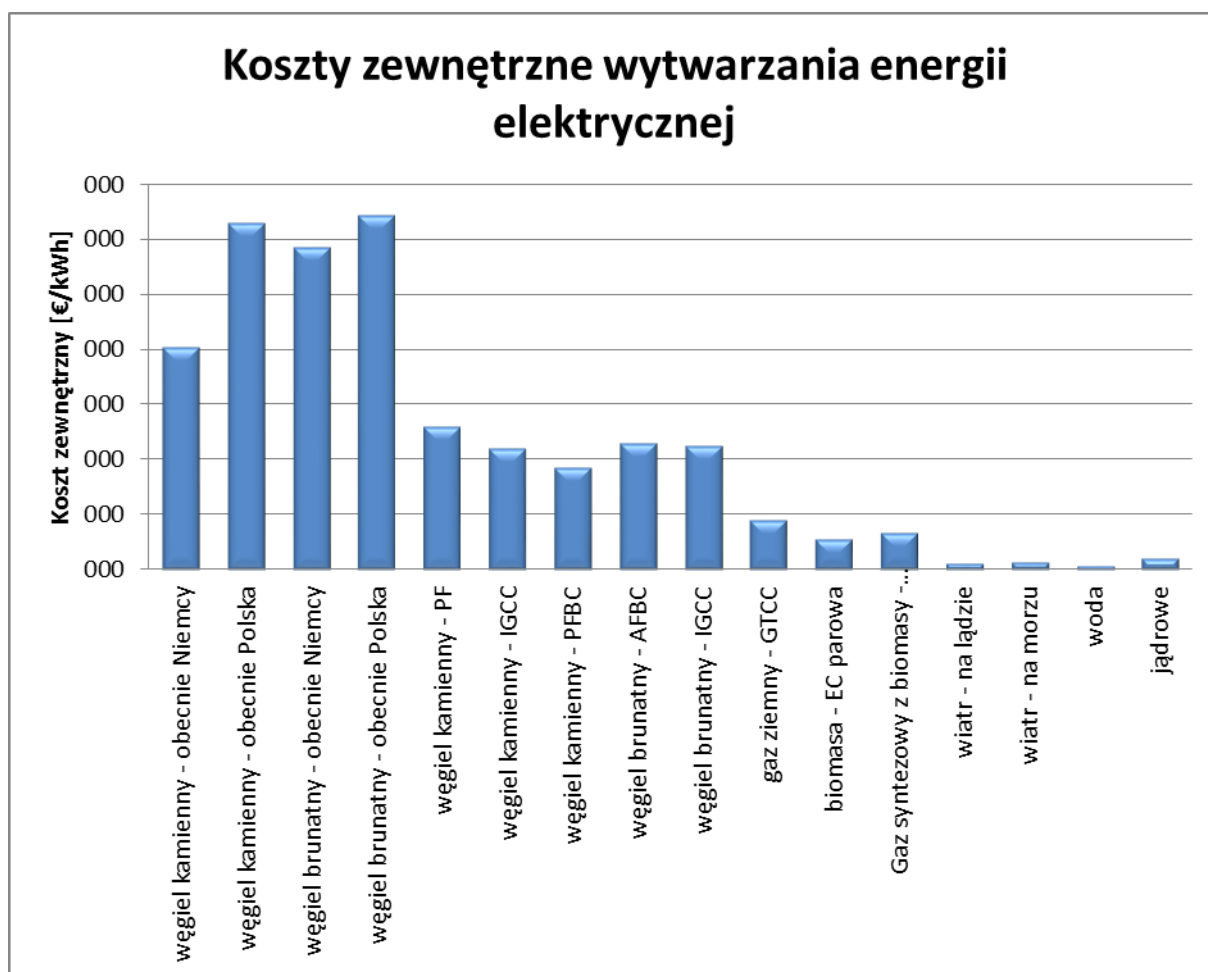
39 <http://psew.pl/pl/publikacje/raporty?download=96:raport-eay-wplyw-energetyki-wiatrowej-na-wzrost-gospodarcz>



Rysunek 55. Ceny energii odnawialnej w Polsce wg projektu ustawy o OZE z dn. 4 .10.2012.

Wypada także zwrócić uwagę, że energetyka jądrowa cechuje się nie tylko konkurencyjnymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej („koszty wewnętrzne”), ale także bardzo niskimi „kosztami zewnętrznymi” (będące miernikiem oddziaływania na zdrowie ludzi i środowisko). Ze studium Unii Europejskiej External Energy Costs (ExternE) wynika, że zewnętrzne koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych należą do najniższych (Rysunek 56)<sup>40</sup> i są one porównywalne tylko z energetyką wodną i wiatrową.

40 Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy applications. Final Technical Report ExternE-Pol, Version 2, August 2005. ExternE – Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission.

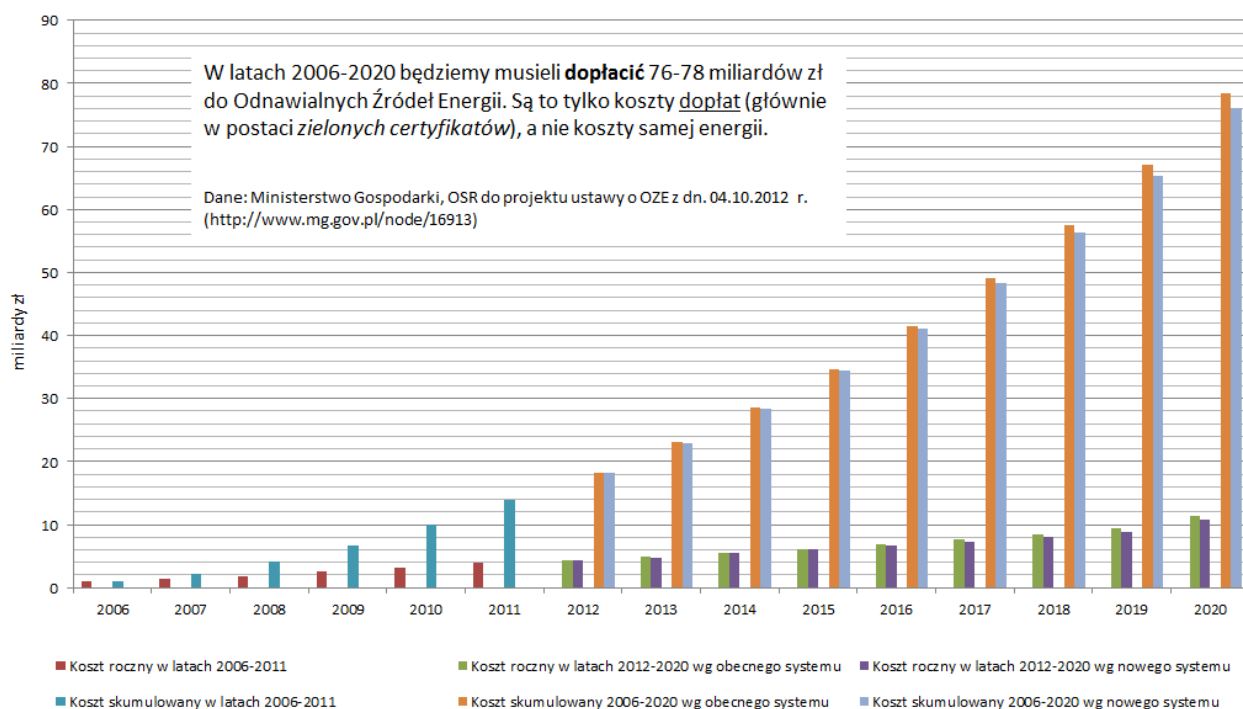


Rysunek 56. Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach [źródło danych: ExterneE-Pol].

Suma planowanych dopłat do źródeł wytwórczych wykorzystujących 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



Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 57. Dopłaty do OZE w latach 2006-2020 wg projektu ustawy o OZE z dnia 4.10.2012.

#### 2.4.2.2. Ograniczone zasoby OZE nadających się do ekonomicznego wykorzystania

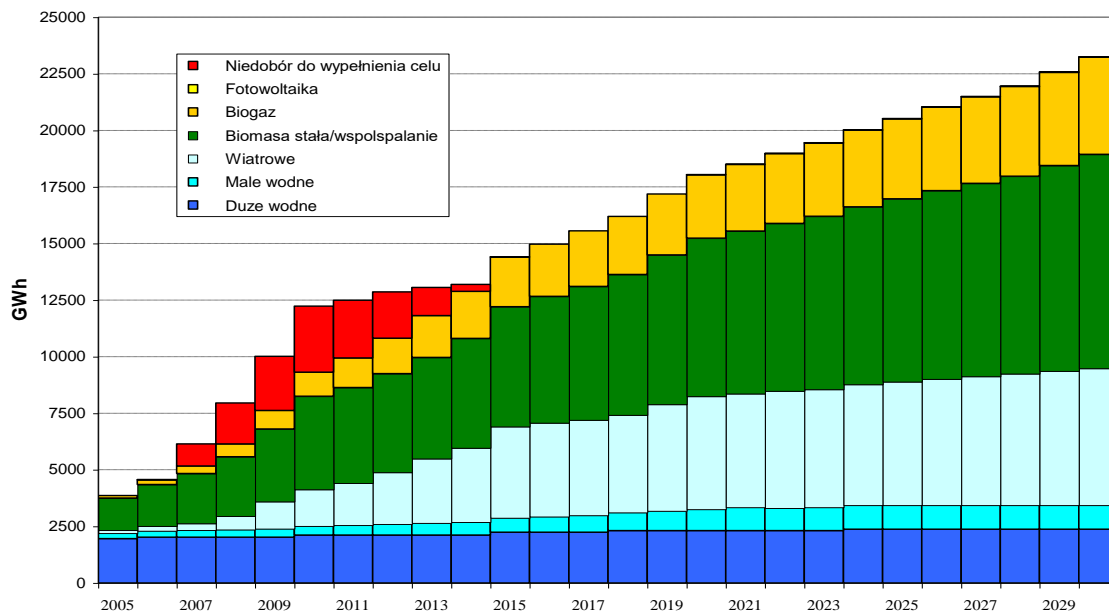
Drugim powodem, dla którego Polska nie może oprzeć się wyłącznie na źródłach wytwórczych wykorzystujących OZE jest brak możliwości pokrycia rosnącego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną jedynie z tych źródeł, w sytuacji konieczności znacznego zmniejszenia emisji zanieczyszczeń (w tym emisji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

Jak wykazały profesjonalne analizy<sup>41 42</sup> (Rysunek 58), 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.

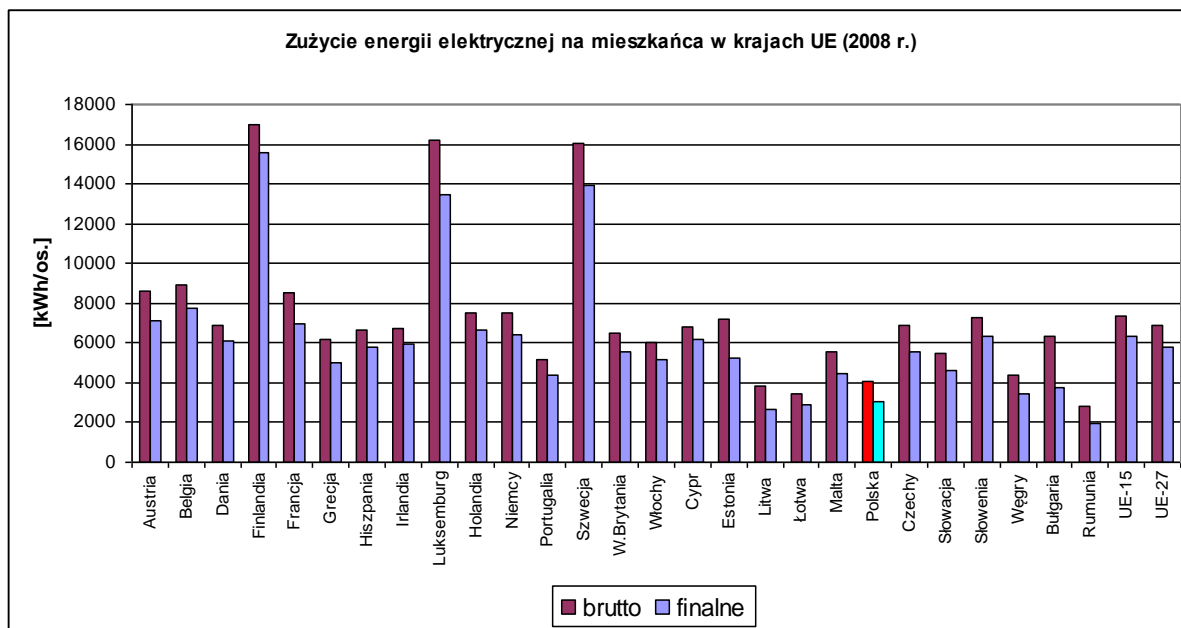
41 Ocena prawna oraz analiza ekonomiczna możliwości realizacji celów wynikających ze Strategii rozwoju energetyki odnawialnej oraz z dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27.09.2001 w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.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

42 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.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 58. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej z OZE do 2030 r. [ARE S.A. 2007]<sup>43</sup>.



Rysunek 59. Porównanie zużycia energii elektrycznej na mieszkańca w krajach UE. [na podst. danych Eurostat 2010<sup>44</sup> i GUS 2010<sup>45</sup>].

Obecnie zużycie energii elektrycznej na mieszkańca Polski należy do najniższych w całej UE (jest ok. 2-krotnie niższe od średniego w krajach UE-15 (patrz Rysunek 59), zaś jej ceny – odniesione do siły nabywczej – należą do najwyższych.

<sup>43</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>44</sup> Energy. Yearly statistics 2008. 2010 Edition. Eurostat. European Commission.

<sup>45</sup> Główny Urząd Statystyczny: Mały rocznik statystyczny Polski 2010. Warszawa, rok LIII.

Wg najnowszych danych<sup>46</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., więc dalszy rozwój gospodarczy kraju wymagać będzie znaczącego zwiększenia podaży energii elektrycznej – nawet przy osiągnięciu ambitnych planów (założonych w PEP 2030) poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej.

Polski Program Energetyki Jądrowej (PPEJ) stanowi niezbędny element dywersyfikacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej – w kierunku bardziej zrównoważonej struktury wytwarzania energii – uwzględniającego także znaczący udział OZE, oraz ambitnego programu niezbędnej modernizacji polskiej elektroenergetyki<sup>47</sup>. Optymalny struktura wytwarzania energii elektrycznej energii została określona (z uwzględnieniem zasobów różnych nośników energii pierwotnej i kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach) przez ARE S.A., przy użyciu profesjonalnych narzędzi do zintegrowanego planowania rozwoju systemu energetycznego. Zgodnie ze zaktualizowaną prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r., w optymalnej kosztowo strukturze wytwarzania energii elektrycznej prognozowanym na 2030 r. przewiduje się udział OZE na poziomie 17% - taki sam jak udział energii wytwarzanej z paliwa jądrowego.

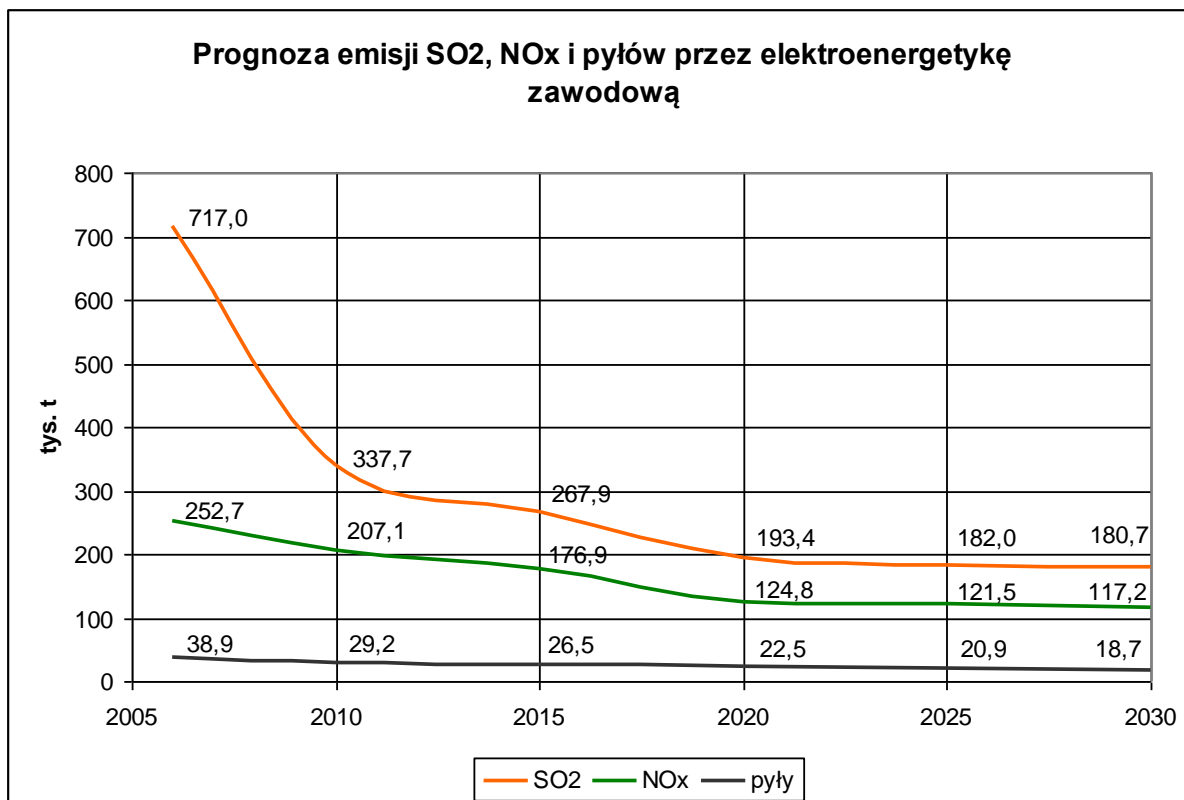
W ramach programu modernizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wyeksploatowane bloki elektrowni węglowych opartych o węgiel kamienny lub brunatny, nie spełniające wymagań dotyczących emisji zanieczyszczeń określonych w dyrektywach UE, oraz nie nadające się do modernizacji, będą wyłączane z eksploatacji i stopniowo zastępowane nowoczesnymi.

Wraz z wprowadzeniem energetyki jądrowej i rozwojem wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE), umożliwi to znaczące ograniczenie emisji zanieczyszczeń przez polską elektroenergetykę (Rysunek 60 i Rysunek 61) oraz pozwoli ustabilizować ceny energii elektrycznej po 2020 r. (Rysunek 62).

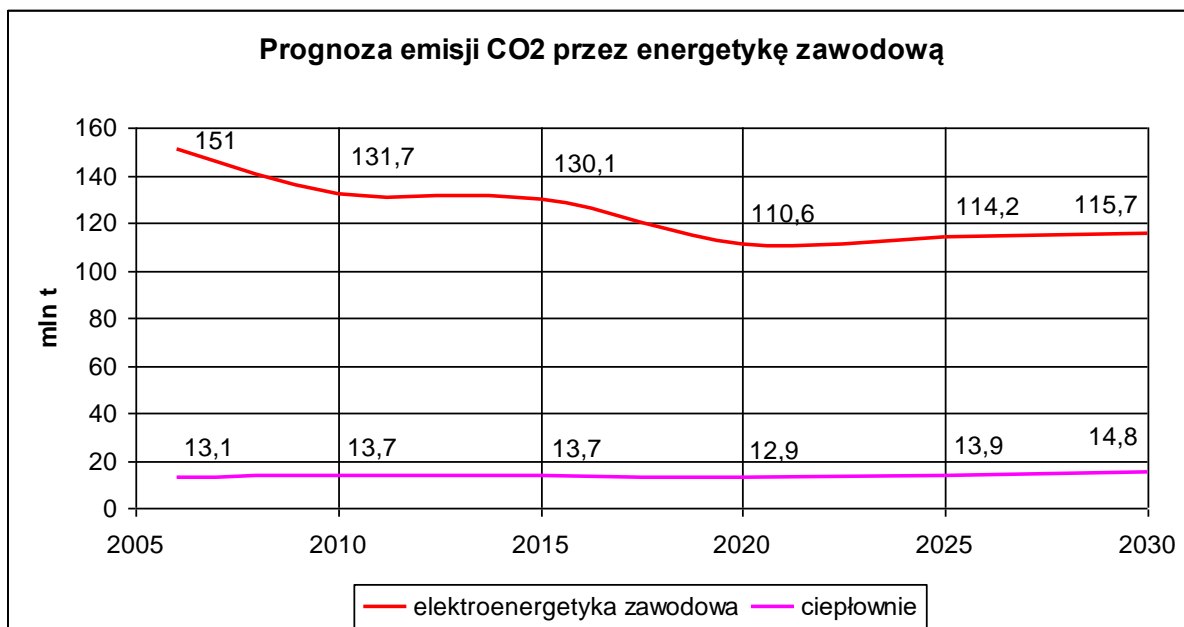
---

<sup>46</sup> Energy, transport and environment indicators. 2011 Edition. Eurostat. European Commission.

<sup>47</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.

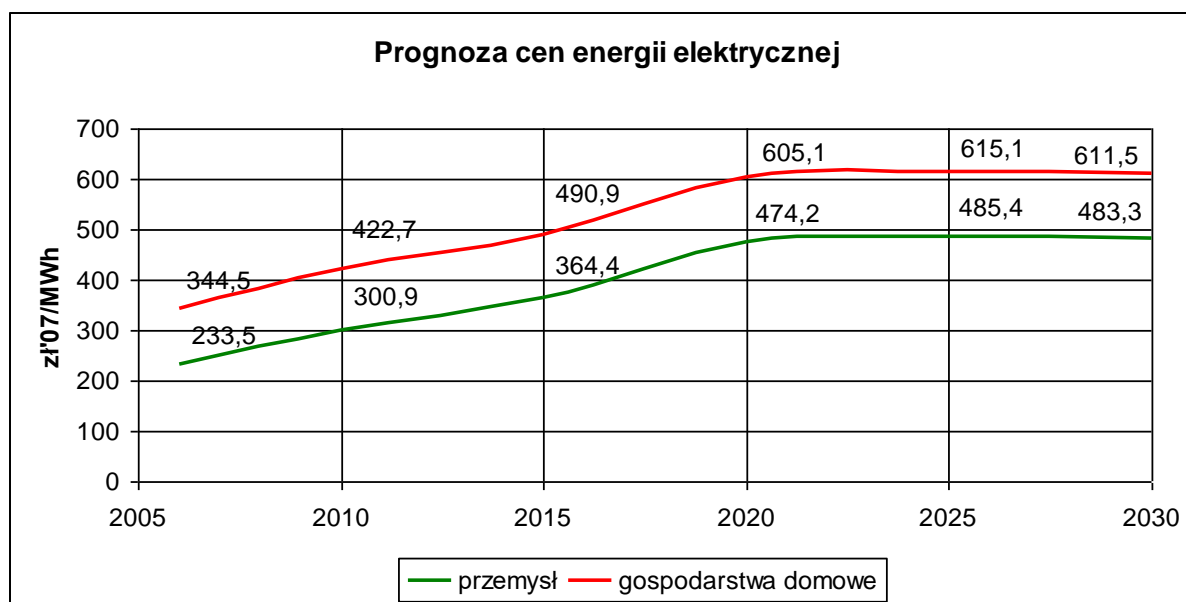


Rysunek 60. Prognoza emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów przez polską elektroenergetykę zawodową do 2030 r. [źródło danych: PEP 2030, Załącznik 2<sup>48</sup>].



Rysunek 61. Prognoza emisji CO<sub>2</sub> przez polską elektroenergetykę zawodową do 2030r. [źródło danych: PEP 2030, Załącznik 2].

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



Rysunek 62. Prognoza zmian cen energii elektrycznej do 2030 r. [źródło danych: PEP 2030, Załącznik 2].

#### 2.4.2.3. Ograniczenia techniczne oraz wysokie koszty kompensacji zmienności i nieprzewidywalności produkcji źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych

Trzecim istotnym ograniczeniem rozwoju OZE w Polsce, w porównaniu z sytuacją w Niemczech, jest obecnie brak 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, gdyż 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 niezbędna jest zatem w Polsce rezerwa wirująca w elektrowniach konwencjonalnych, głównie węglowych. 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 powinno się 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>49</sup>, natomiast przez brytyjską Royal Academy of Engineering na 1,58-1,67 pence/kWh<sup>50</sup> (co przy kursie wymiany walut z 10.06.2013 r. daje 79,0-83,5 zł/MWh – tj. niemal 2-krotnie więcej niż oszacował Energoprojekt Katowice).

Tak więc rozwiązanie polegające na wprowadzeniu źródeł wykorzystujących OZE jako głównego elementu w strukturze wytwarzania energii elektrycznej byłoby dla Polski zbyt kosztowne. Należy przy tym zaakcentować, że Polska wprowadza energetykę odnawialną i będzie to nadal robić, przy czym udział OZE w wysokości 15% produkcji energii elektrycznej w 2020 roku to wartość maksymalna, jaka znajduje racjonalne uzasadnienie. Pozostała część zapotrzebowania na energię elektryczną musi być zapewniona przez elektrownie systemowe oparte na paliwach kopalnych (głównie węgla kamiennym i brunatnym) albo na paliwie jądrowym.

#### **2.4.3. Dyskusja tezy o konflikcie pomiędzy energetyką systemową a rozproszoną i nieuwzględnieniu alternatywnych technologii wytwarzania energii elektrycznej**

Nie ma konfliktu pomiędzy elektroenergetyką systemową („scentralizowaną”), a rozproszoną. Oba rodzaje energetyki powinny być rozwijane, a jednocześnie 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 wytwarzania energii w dużych źródłach systemowych, zatem ich rozwój wymaga dużego subsydiowania przez odbiorców energii. Tezę tę wspierają polscy naukowcy zajmujący się zagadnieniami systemu elektroenergetycznego i rynku energii elektrycznej. Oto cytat 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 przy tym na uwadze, że za energetykę rozproszoną nie mogą być uważane wielkie farmy wiatrowe o mocach przekraczających 100 MW, a nawet (w przypadku morskich farm

49 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.

50 The Costs of Generating Electricity. The Royal Academy of Engineering, March 2004.

wiatrowych) 1000 MW. Koszty koniecznej rozbudowy sieci dla przyłączenia tych farm wiatrowych są bardzo duże i są one w Polsce przerzucane 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 elektrowni wiatrowych planuje wydać do połowy 2013 r. 700 mln zł<sup>51</sup> (czyli przyłączenie 1 MW z elektrowni wiatrowej do sieci dystrybucyjnej kosztuje średnio 700 tys. zł, a trzeba pamiętać, że koszty te nie obejmują kosztów po stronie operatora systemu przesyłowego<sup>52</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>53</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 skutek 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.

Nie jest prawdą jakoby przy planowaniu rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej (w PEP 2030, a nie w PPEJ) nie uwzględniono technologii alternatywnych do energetyki jądrowej. W optymalnej strukturze wytwarzania energii elektrycznej (scenariusz bazowy) znalazły się wszystkie technologie OZE, których udział w 2030 r. ma osiągnąć 17%, oraz wysokosprawna kogeneracja (patrz: pkt 2.3.1.1.3).

#### **2.4.4. Dyskusja tezy, że konieczność modernizacji polskiej elektroenergetyki jest szansą na wprowadzenie nowoczesnych technologii, ze szczególnym uwzględnieniem kogeneracji**

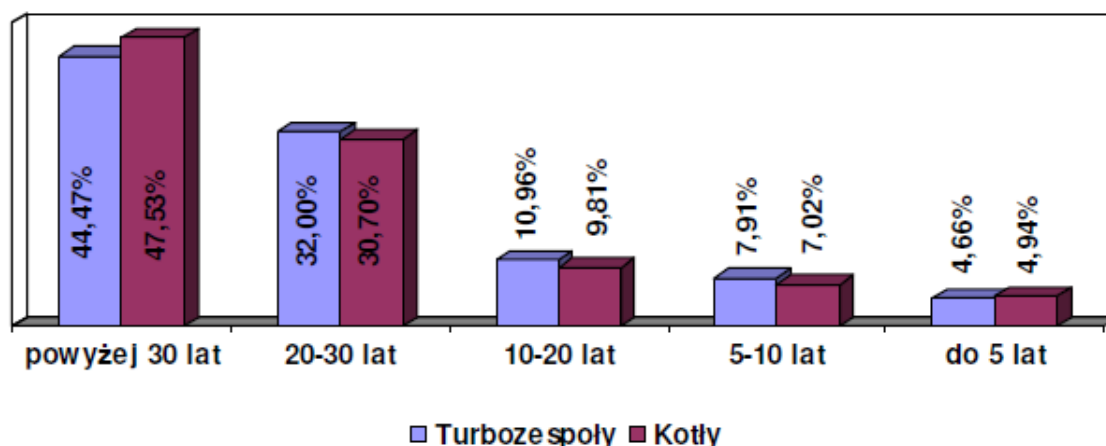
Mimo przeprowadzonych po 1990 r. modernizacji, majątek wytwórczy polskiej elektroenergetyki jest ogólnie przestarzały. Strukturę wiekową głównych urządzeń wytwórczych przedstawiono na poniższym wykresie (

Rysunek 63). Jak widać z tego wykresu, ok. 77% urządzeń wytwórczych ma ponad 20 lat, z tego 44,5-47,5% ma ponad 30 lat. Za nowoczesne lub względnie nowoczesne i w dobrym stanie technicznym można uznać bloki elektrowni Bełchatów (12 bloków) i Opole (4 bloki), 6 głęboko zmodernizowanych bloków El. Turów, oraz nowe bloki elektrowni Bełchatów II, Pątnów II i Łagisza II.

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

52 Koszty koniecznych inwestycji sieciowych oraz bilansowania i usług regulacyjnych związanych ze zmiennością i nieprzewidywalnością produkcji elektrowni wiatrowych.

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



Rysunek 63. Struktura wiekowa jednostek wytwórczych w Polsce [źródła: URE, MG i MSP<sup>54</sup>].

Konsekwencją wyeksploatowania i złego stanu technicznego elektrowni są nieplanowane ubytki mocy, spowodowane awariami urządzeń wytwórczych. Ze względu na dekapitalizację techniczną i zaostrzone przez UE normy emisji zanieczyszczeń, najstarsze bloki nie nadające się do modernizacji będą sukcesywnie wycofywane z eksploatacji.

Według programu rządowego (PEP 2030<sup>55</sup>) do 2030r. wycofane z eksploatacji mają być moce wytwórcze wielkości łącznie 14 355 MW, z tego: 7023 MW do 2020 r. i 7332 MW w okresie lat 2021-2030. Oprócz tego instalacje o mocy 4 204 MW mają zostać poddane „głębokiej modernizacji”. Jednak – wobec zaostrzonych przez UE norm emisji zanieczyszczeń – prawdopodobnie konieczne będzie wyłączenie z eksploatacji do 2030r. większej liczby bloków. Stare bloki energetyczne muszą być zastąpione nowoczesnymi, o wysokiej sprawności, wyposażonymi w instalacje oczyszczania spalin spełniające wymagania nowych dyrektyw UE.

W ramach programu modernizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wyeksploatowane bloki elektrowni węglowych na węgiel kamienny lub brunatny, nie spełniające obecnych wymagań dotyczących emisji zanieczyszczeń i nie nadające się do modernizacji, będą wyłączone z eksploatacji i zastępowane nowoczesnymi, wysokosprawnymi blokami (na parametry nadkrytyczne), wyposażonymi w odpowiednie instalacje ograniczające emisje zanieczyszczeń do powietrza. Oprócz bloków jądrowych budowane będą źródła wytwórcze wykorzystujące OZE, a także wysokosprawne bloki kogeneracyjne (CHP).

#### 2.4.5. Dyskusja zarzutu o nieelastyczności elektrowni jądrowych

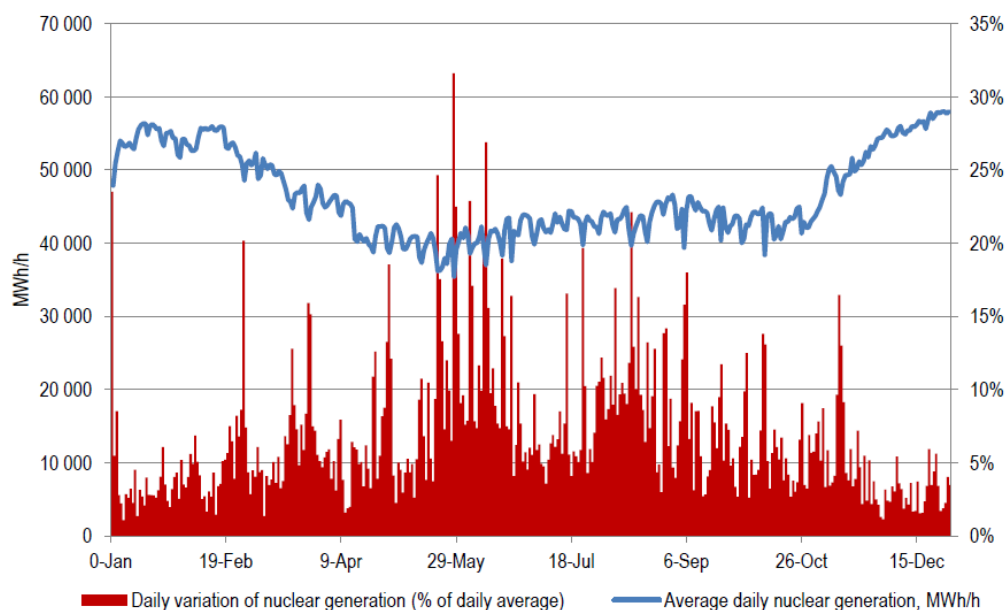
Odnośnie zapewnienia możliwości regulacyjnych mocy w systemie elektroenergetycznym należy wskazać, że nowoczesne elektrownie jądrowe (EJ) mają zdolności do pracy w trybie nadążnym – tj. regulacji mocy zależnie od zmieniającego się obciążenia systemu elektroenergetycznego (tzw. *load-following*) takie same jak nowoczesne konwencjonalne elektrownie ciepłone. Warto podkreślić, że jest to rozwiązanie wykorzystywane w praktyce gdyż francuskie i niemieckie elektrownie jądrowe już od wielu lat uczestniczą w regulacji dobowego obciążenia (patrz poniższe rysunki).

54 Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Skarbu Państwa. Informacja Rządu o aktualnej sytuacji i perspektywach polskiej energetyki. Warszawa, grudzień 2010r.

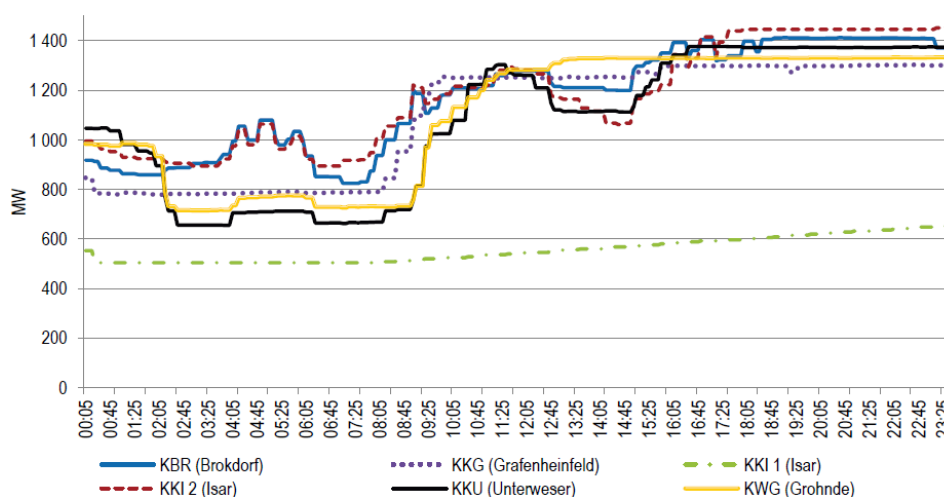
55 Ministerstwo Gospodarki. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Warszawa, 10 listopada 2009r.



Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 64. Zmiany dobowej produkcji energii we francuskich elektrowniach jądrowych w 2010 r.<sup>56</sup>



Rysunek 65. Przykładowe zmiany mocy niektórych niemieckich elektrowni jądrowych (z reaktorami PWR i BWR)<sup>57</sup>

W dokumencie „EUR” określającym wymagania europejskich przedsiębiorstw energetycznych zawarty jest wymóg<sup>58</sup>, że jądrowy blok energetyczny musi być przystosowany do ciągłej pracy ze zmiennym obciążeniem pomiędzy 50% a 100% mocy nominalnej. Dopuszcza się też możliwość pracy bloku z niższym obciążeniem (zależnie od jego rozwiązań projektowych) – typowo do 20% mocy nominalnej. Bloki jądrowe III generacji, które uzyskały certyfikat spełnienia wymagań dokumentu „EUR” są z całą pewnością przystosowane do ciągłej pracy ze zmiennym obciążeniem. Wykorzystanie elektrowni jądrowych do regulacji mocy (nie tylko dobowego obciążenia – *load-following*, ale też szybkiej regulacji – *load-frequency control*) w systemie elektroenergetycznym jest zasadne i potrzebne przy znacznym udziale tych źródeł w systemie.

<sup>56</sup> Ibidem.

<sup>57</sup> Ibidem.

<sup>58</sup> European Utility Requirements for LWR Power Plants, Rev. D. October 2012, sec. 2.3.2.1.1.

W Polsce do 2030 r. udział mocy elektrowni jądrowych w systemie będzie na poziomie ok. 15%, przy takim udziale zasadniczo nie będzie konieczne ich wykorzystywanie do dobowej regulacji obciążenia. Jednak jest to możliwe, jeśli wystąpi taka konieczność. Tak więc, przy pracy EJ w stanach quasi-stacjonarnych nie są konieczne żadne dodatkowe regulacyjne usługi systemowe (*ancillary services*).

#### 2.4.6. Dyskusja przykładu Niemiec - rezygnacji z energetyki jądrowej

Po awarii w Fukushima rząd niemiecki podjął decyzję o rezygnacji z energetyki jądrowej i przestawieniu gospodarki Niemiec na „zieloną energię”. Jest to decyzja odważna i wiąże się ona z bardzo dużymi kosztami. Podczas gdy energia elektryczna dostarczana z elektrowni systemowych (węglowych i jądrowych) kosztuje około 68 euro/MWh, to dla energii z elektrowni wiatrowych na lądzie cena jest około 50% wyższa - 102 euro/MWh, dla elektrowni wiatrowych na morzu 190 euro/MWh a dla energii elektrycznej z paneli słonecznych od 127 do 184 euro/MWh<sup>59 60</sup>. Według aktualnych ocen wykonanych przez niezależne firmy konsultingowe, w tym przez znaną firmę McKinsey, koszty subwencji źródeł wytwórczych wykorzystujących OZE w 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>61</sup>, zatem cena energii płacona przez odbiorców prywatnych, już obecnie dwukrotnie wyższa niż we Francji, wzrośnie z 25,9 centów/kWh w 2011 roku do 29 centów/kWh w 2020 roku.

Wzrost cen za energię dotknie także przemysłu. Ceny energii elektrycznej dla przemysłu są w Niemczech najwyższe w całej Unii Europejskiej. Dalszy wzrost cen związanych ze zwiększaniem udziału „zielonej energii” w sieci elektroenergetycznej może prowadzić do przenoszenia, przez przedsiębiorców przemysłowych, fabryk do innych krajów szczególnie w energochłonnych gałęziach przemysłu<sup>62</sup>. Wprowadzanie „zielonej energii” na wielką skalę stanowi więc ogromne obciążenie dla gospodarki, które przy obecnym poziomie gospodarki polskiej może stanowić ciężar nie do udźwignięcia dla Polski. Ponadto wykorzystanie energetyki odnawialnej na dużą skalę nie pozwoli na to by zapewnić niezawodne dostawy energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców. W tym roku Niemcy przeznaczają na badania możliwości magazynowania energii 200 mln euro, ale niestety wciąż brak realnych perspektyw rozwiązania tego problemu<sup>63</sup>. Magazynowanie energii w celu zapewnienia stałych dostaw energii elektrycznej jest szczególnie istotną kwestią w kontekście występujących coraz częściej, przedłużających się okresów, w których ze względu na niekorzystne warunki pogodowe farmy wiatrowe oraz instalacje fotowoltaiczne wytwarzają jedynie 5-10% mocy szczytowej. Obecnie, w okresach o niższych możliwościach wytwarzania energii z OZE - przy znacznie niższym od planowanego w przyszłości udziale energetyki odnawialnej - w celu uzupełnienia niedoborów energii w sieci Niemcy polegają na dostawach energii elektrycznej z sieci skandynawskiej, korzystając z połączeń między Skandynawią a Niemcami o dużych możliwościach przesyłu energii. W momencie kiedy zakończona zostanie realizacja celu, jakim jest zwiększenie udziału OZE w produkcji energii do 50%, dotychczas istniejące rozwiązania zabezpieczające dostawy energii w okresach spadku produkcji ze źródeł odnawialnych będą niewystarczające, co spowoduje znaczne podniesienie cen energii na

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

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

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

62 Germany's Green Energy Transition May Force Out Industry Die Welt, 7 August 2012 D. Wetzel

63 [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)

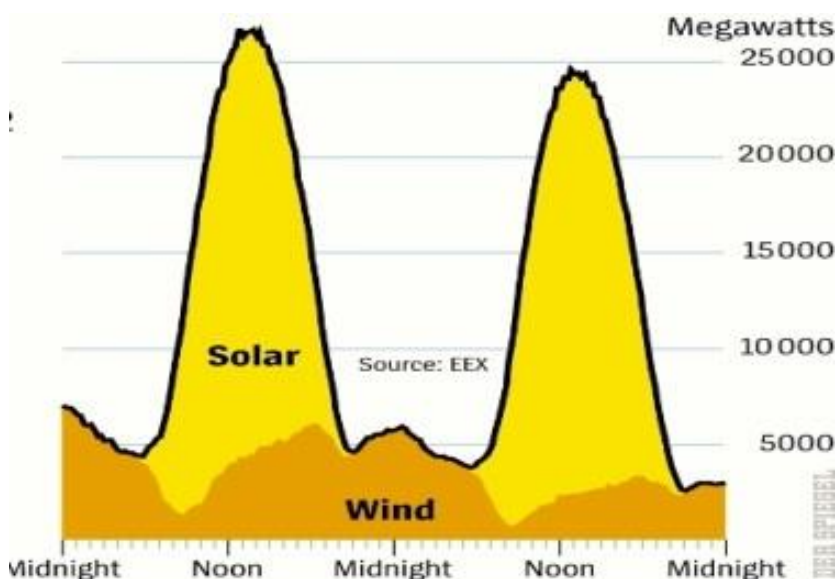
zapewnienie rezerw mocy i może stanowić zagrożenie utrudnień w dostawach energii elektrycznej dla przemysłu.

Polska nie ma takich możliwości wymiany energii elektrycznej z zagranicą jak Niemcy, m.in. w związku z tym możliwe jest wyłącznie wprowadzenie 15% udziału energii z OZE do 2020 roku w ramach podjętych zobowiązań wobec UE.

Energia jądrowa jest Polsce 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, Polska nie może naśladować Niemcy i przejść na „zieloną energię” jako na podstawowe źródło energii elektrycznej.

#### 2.4.7. Dyskusja wyników badań przeprowadzonych w Niemczech

Wyniki i doświadczenia niemieckie potwierdzają, że energia z OZE jest kosztowna i nieprzewidywalna. Wg raportu DENA<sup>64</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 lokalizacji instalacji. Wiatraki na lądzie osiągnęły w 2009 roku w Niemczech tylko 1500 godzin, a panele fotowoltaiczne 700 godzin pracy na pełnej mocy. Te zależne od pogody źródła odnawialne charakteryzują się wysoką zmiennością (patrz rysunek poniżej).



Rysunek 66. Typowe zmiany generacji energii elektrycznej w okresie optymalnej pogody - 23-24 maja 2012 r.<sup>65</sup>

Odnawialne źródła energii w Niemczech w 2010 r. wytworzyły łącznie 101,7 TWh, co stanowi 16,7% zużycia energii elektrycznej brutto. Największy wkład dały elektrownie wiatrowe 36,5 TWh - czyli 35,8% i biomasę 28,7 TWh - czyli 28,2%. Panele fotowoltaiczne dały 12 TWh, co stanowiło 11,8% energii z OZE, a około 2% łącznego zapotrzebowania na prąd w Niemczech.

64 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)

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

Raport DENA<sup>66</sup> wskazuje, że koszty jednostkowe energii elektrycznej bez udziału elektrowni jądrowych w Niemczech będą rosły i od 50 euro/MWh w 2011 r. dojdą do 170 euro/MWh w 2050 r. W założonym przez Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Jądrowego (BMU) scenariuszu od roku 2009 wielkość absolutna kosztów wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych ma 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 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>67</sup>.

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

Przebudowa energetyki oznacza potrzebę budowy nowych elektrowni opartych na paliwie 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>68</sup>. Mają one powstać do roku 2030, a w większości do 2020 r.

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>69</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 zużycia energii elektrycznej. Do przesyłania na duże odległości energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych trzeba będzie rozbudować sieć przesyłową do przesyłu, w dodatku do obecnej zintegrowanej sieci europejskiej.

Zgodnie ze scenariuszem cena energii elektrycznej w 2050 r. będzie w Niemczech znacznie wyższa niż obecnie. Będzie to wynik rozbudowy sieci, wprowadzenia źródeł rezerwowych i bilansujących,

---

66 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.  
67 [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)

68 [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)

69 "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)

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, nie mamy także dużych możliwości wymiany energii z zagranicą.

#### **2.4.8. Dyskusja stwierdzenia, że rezygnacja z energetyki jądrowej powinna wynikać z europejskiej polityki energetycznej**

Obecnie zużycie energii elektrycznej na mieszkańca Polski (2 955 kWh/os. – zużycie energii finalnej<sup>70</sup>) należy do najniższych w całej UE, jest ono ok. 2-krotnie niższe od średniego w krajach UE-15 (patrz wykres na Rysunek 59 w pkt 2.4.2.2). Dla przykładu w Austrii roczne życie energii na mieszkańca wynosi 6 927 kWh, a w Niemczech 6 043 kWh/os. Przy tym wskaźnik elektrochłonności polskiego PKB (odniesiony do siły nabywczej – PPP) jest zbliżony do średniego dla krajów UE-15. Tak więc, nawet przy założeniu realizacji bardzo ambitnych celów poprawy efektywności wykorzystania energii założonych w PEP 2030 (przekraczających znacznie cele ustalone przez UE), dalszy rozwój gospodarczy naszego kraju wymaga zwiększenia podaży energii elektrycznej (patrz: zaktualizowana prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną w pkt 2.3.1.1.2).

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 będzie 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 jednocześnie czas ich pracy jest bardzo długi. Do takich źródeł niskoemisyjnych zaliczyć można elektrownie jądrowe. Zostało to szczegółowo wykazane w pkt 2.5 – przy rozpatrzeniu pełnego cyklu życia elektrowni jądrowej (wraz ze wszystkimi dostawami jej urządzeń, paliwa i energii do celów pomocniczych), oraz jej likwidacji i unieszkodliwienia odpadów.

Ze względu na niską emisyjność elektrowni jądrowych 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.

Tak więc wdrażając energetykę jądrową Polska zdecydowanie przyczynia się do obniżenia emisji CO<sub>2</sub>.

#### **2.4.9. Analizy alternatywnych wariantów rozwiązań technologicznych polskich elektrowni jądrowych**

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

---

<sup>70</sup> Energy, transport and environment indicators. 2011 Edition. Eurostat. European Commission.

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 emisji substancji promieniotwórczych przy normalnej eksploatacji z bloków energetycznych wyposażonych w reaktory różnych typów (EPR, AP1000, ESBWR) przedstawiono w rozdz. 7.3.1 - 7.3.3, natomiast porównania dokonano w rozdz. 7.3.4 Prognozy SEA. 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 Prognozy SEA. 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 Prognozy SEA. 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.

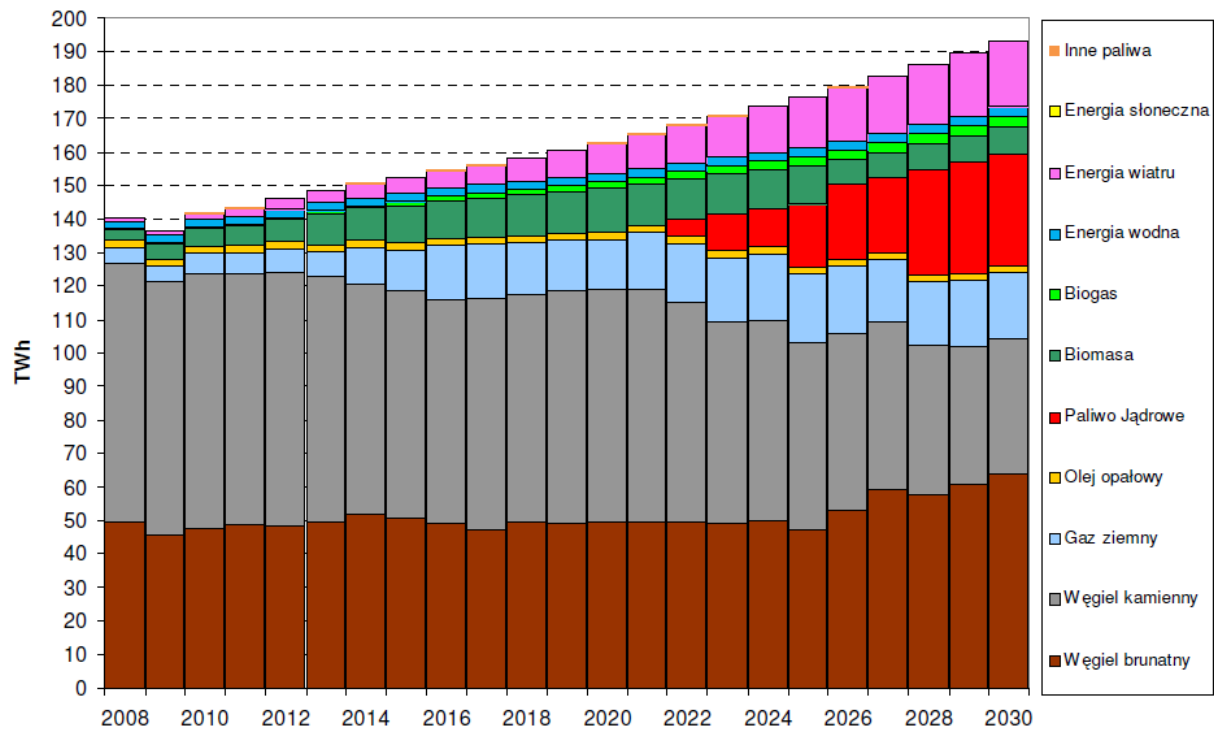
W ramach analizy wariantów alternatywnych rozpatrywano również odmienne instalacje układów chłodzenia, które mogą być wariantowo zastosowane dla EJ (opis instalacji w rozdz. 8.3.2.1): otwarte układy chłodzenia (bez zastosowania chłodni kominowej) oraz zamknięte układy chłodzenia (z wykorzystaniem mokrych 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).

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

### **2.5.1. Dyskusja twierdzeń o braku wpływu EJ na ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych i nieekonomiczności ograniczania emisji CO<sub>2</sub> przez EJ**

Energia jądrowa w Polsce częściowo będzie zastępować energię wytwarzaną w elektrowniach opalanych węglem kamiennym lub brunatnym (przynajmniej w horyzoncie czasowym do 2030 r.), oraz – wraz z energią wytwarzaną w elektrowniach gazowych oraz z odnawialnych źródeł energii (OZE) będzie ona pokrywać także przyrost zapotrzebowania Polski na energię (patrz rysunek poniżej).

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 67. Produkcja energii elektrycznej netto według paliw w scenariuszu bazowym [źródło: ARE S.A. – zaktualizowana prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię].

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 węgla 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 utrzymywać 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>71</sup>:

- CO<sub>2</sub>: 728 kg/MWh,
- SO<sub>2</sub>: 0,554 kg/MWh,

71 „Energoprojekt Warszawa” S.A. Budowa Elektrowni Ostrołęka C. Raport o oddziaływaniu na środowisko. Opis techniczny.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

- NO<sub>x</sub>: 0,507 kg/MWh,
- pyły: 0,083 kg/MWh.

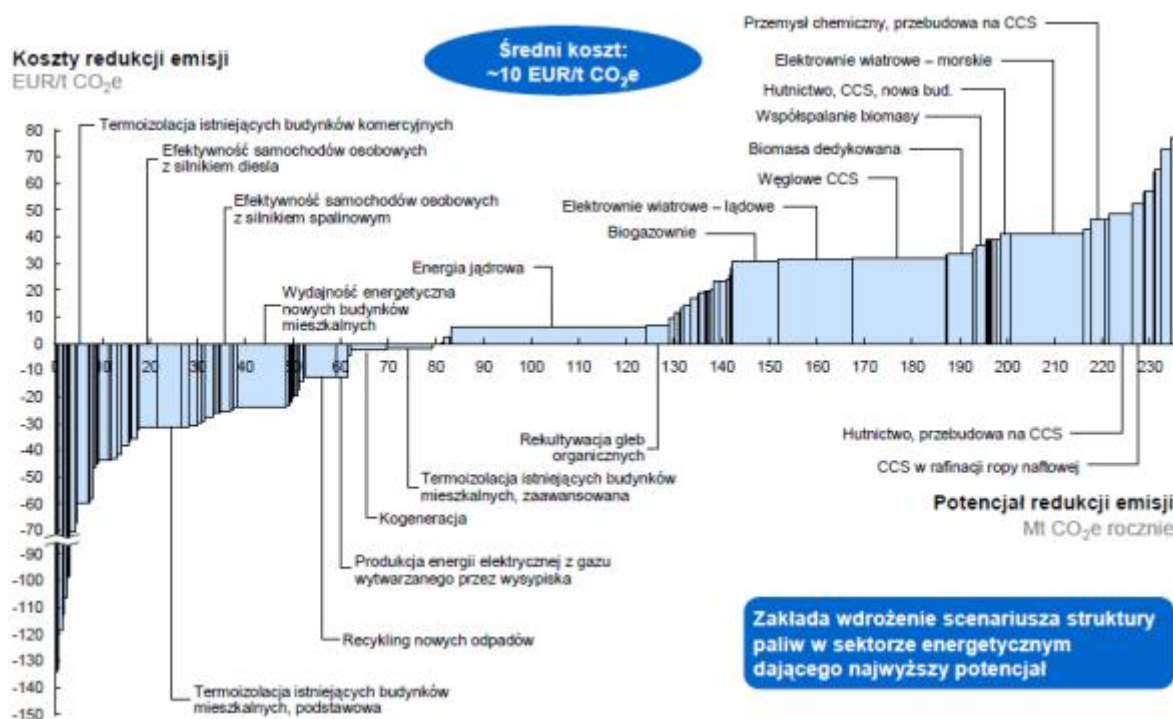
Dla porównanie obecnie średnie wskaźniki emisyjności polskiej elektroenergetyki zawodowej są następujące:

- 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 – do 17% w 2030 r. (zgodnie ze zaktualizowaną prognozą zapotrzebowania na paliwa i energię).

Wprowadzenie energetyki jądrowej przyczyni się znacząco do ograniczenia (uniknięcia) emisji CO<sub>2</sub>. Z analiz wykonanych przez McKinsey & Company<sup>72</sup> wynika, że w warunkach polskich energetyka jądrowa ma największy potencjał redukcji emisji CO<sub>2</sub>, przy najmniejszych kosztach spośród wszystkich źródeł wytwórczych energii elektrycznej (patrz Rysunek 68).



Rysunek 68. Krzywa kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych dla Polski do 2030 r. [źródło: McKinsey & Company].

72 McKinsey & Company: Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030. Warszawa 2009.



Z kolei – jak wynika z analiz wariantu „zerowego” (patrz pkt 2.4.1.2.1) – rezygnacja z wprowadzenia energetyki jądrowej skutkować będzie znaczącym zwiększeniem emisji CO<sub>2</sub> przez polską energetykę, w porównaniu ze scenariuszami przewidującymi uruchomienie do 2030 r. elektrowni jądrowych.

Na wykresie McKinseya przedstawione są działania, które przynoszą zysk netto, to znaczy ich realizacja daje redukcję emisji gazów cieplarnianych, a dodatkowo przynosi oszczędności. Działaniami tymi są na przykład poprawa izolacji termicznej domów albo zwiększenie efektywności energetycznej transportu. Ale nie są to metody wytwarzania energii, a tylko redukcji jej zużycia. Niezależnie jednak od tego jak duże jest zapotrzebowanie energetyczne, energia ta musi być wytwarzana. W tym miejscu pojawia się zasadnicza kwestia – na jakich źródłach ma się opierać produkcja energii. W przeprowadzonych prognozach uwzględniono bardzo dużą redukcję zużycia energii na jednostkę PKB, niemniej w dalszym ciągu będzie istniało zapotrzebowanie na znaczne ilości energii elektrycznej. Wykres Mc Kinsey’a pokazuje jednoznacznie, że koszty redukcji emisji CO<sub>2</sub> przez wprowadzanie źródeł wykorzystujących OZE są znacznie wyższe niż w przypadku wykorzystania energii jądrowej.

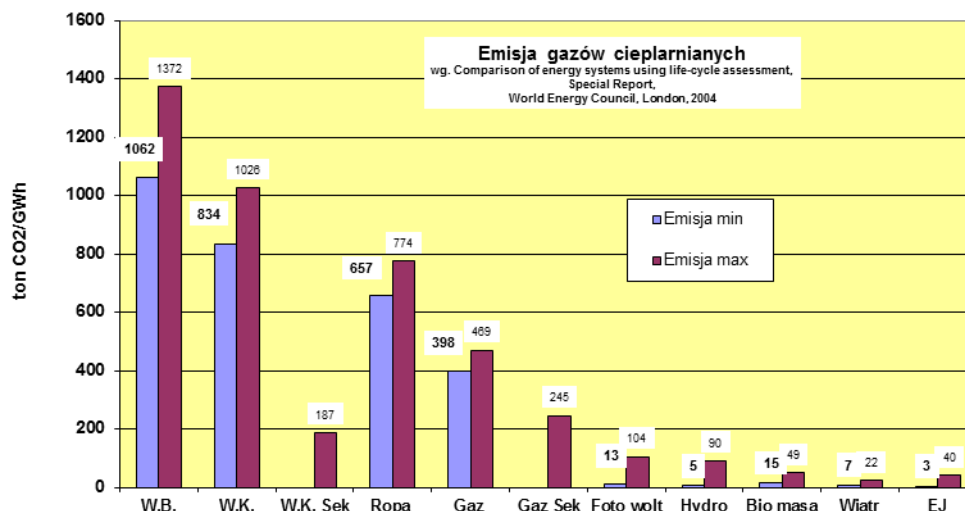
Przytaczany często argument, że wprowadzenie energii jądrowej w Polsce przyniesie mały efekt redukcji stężenia CO<sub>2</sub> w skali globalnej jest sprzeczny z przyjętą na świecie i w Unii Europejskiej zasadą, że każde państwo wnosi swój wkład w redukcję emisji CO<sub>2</sub>. Mimo, że w odniesieniu do pojedynczych krajów efekt redukcji emisji globalnie jest niewielki to łączny efekt redukcji emisji dwutlenku węgla w całej Unii Europejskiej będzie już znaczący. Ta zależność powinna być oczywista dla państw popierających traktat z Kyoto.

#### **2.5.1.1. Oceny sumaryczne wpływu energetyki jądrowej na zużycie energii oraz emisje gazów cieplarnianych - obejmujące cały cykl energetyczny**

W czasie swojej pracy, podobnie jak hydroelektrownie, elektrownie wiatrowe czy ogniwa fotowoltaiczne, elektrownie jądrowe nie powodują emisji CO<sub>2</sub> ani innych gazów cieplarnianych<sup>73</sup>. 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. Wszystkie te procesy – np. spalania oleju napędowego w silnikach ciężarówek przewożących rudę uranową – zostały uwzględnione w porównaniu emisji CO<sub>2</sub> opracowanym przez Światową Radę Energetyczną (patrz rysunek poniżej wg WEC<sup>74</sup>).

73 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>.

74 World Energy Council Comparison of energy systems using lifecycle assessment, Special report, London 2004



Rysunek 69. 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 rzeczywistością sprawdzana jest przez niezależne organizacje i agencje rządowe.

Twierdzi się, 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>75</sup>, sformułowanej przez **Storm van Leeuwen i Smitha (SLS)**. Zaletą pracy wymienionych autorów 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>76</sup> i jej aktualizacji z 2008, 2010 i 2012 roku<sup>77</sup> są sprzeczne z danymi i wynikami obszernej literatury technicznej omawiającej ten sam temat. Storm van Leeuwen w pracy z maja 2012 roku twierdzi, że *“obecnie emisje CO<sub>2</sub> z energetyki jądrowej wynoszą od 80 do 130 gram CO<sub>2</sub>/kWh.”*<sup>78</sup> Raporty opracowane przez ekspertów i sprawdzane przez agencje rządowe wykazują dużo niższe emisje.

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

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

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

78 Ibid str. 23

Są to na przykład:

- Vattenfall (2004; 2005)<sup>79</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>80</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 100% potrzeb elektrowni, to przy pesymistycznym założeniu, że 25% całej energii zużytej w kopalni pochłania uzyskanie uranu, emisje z EJ Torness wzrosłyby do 6,85 (CO<sub>2</sub>)/kWh.
- SDC (2006)<sup>81</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>82</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>83</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>84</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).

---

79 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)

80 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>

81 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>

82 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)

83 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)

84 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)

Ponadto raport Fthenakisa i Kima (2007)<sup>85</sup> 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 energii potrzebnej na wytworzenie energii elektrycznej w elektrowni jądrowej, uwzględniając pełen cykl życia jej życia, likwidację oraz unieszkodliwianie odpadów. 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.

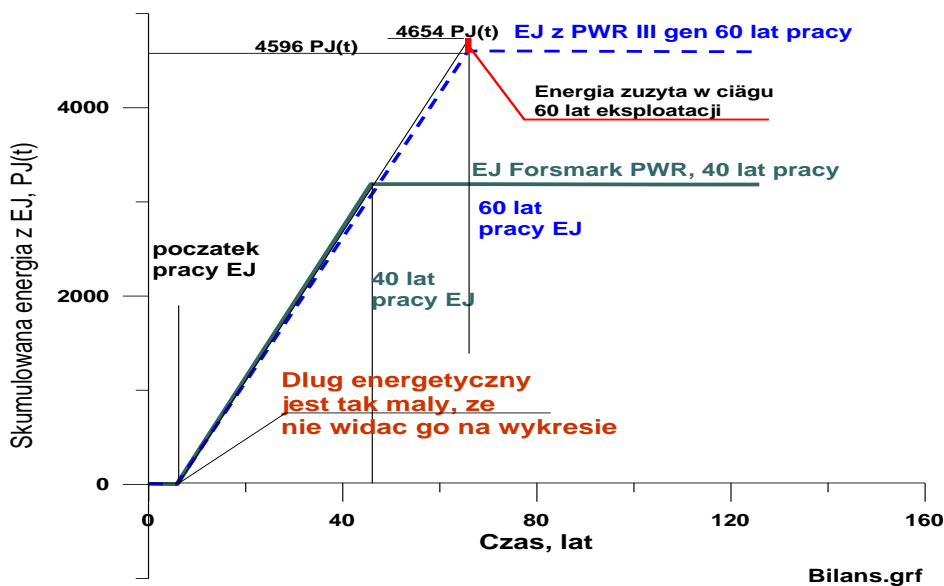
Wg SLS, czas potrzebny na zwrot energii potrzebnej dla obecnie pracujących elektrowni jądrowych przy średniej zawartości uranu w pracujących obecnie kopalniach mierzony w odniesieniu do całego okresu eksploatacji „od kolebki, aż do grobu” wynosi 9 pełnych lat pracy pod pełnym obciążeniem (Ibid, str. 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 unieszkodliwienie 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.

---

85 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

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 70. Bilans energetyczny w cyklu życia elektrowni jądrowej.

Dokumenty techniczne, a w szczególności deklaracje wpływu EJ na środowisko ze Szwecji<sup>86</sup> i z Wielkiej Brytanii<sup>87</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 w oszacowaniu energii potrzebnej na wydobycie i oczyszczenie uranu omówiono poniżej.

Znaczne zawyżenia wartości występują także w publikowanych przez SLS oszacowaniach ilości energii potrzebnej na budowę elektrowni lub na jej likwidację. Dokumenty techniczne z wielu źródeł, sprawdzane 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, poniżej przytoczono jego główne elementy<sup>88</sup>.

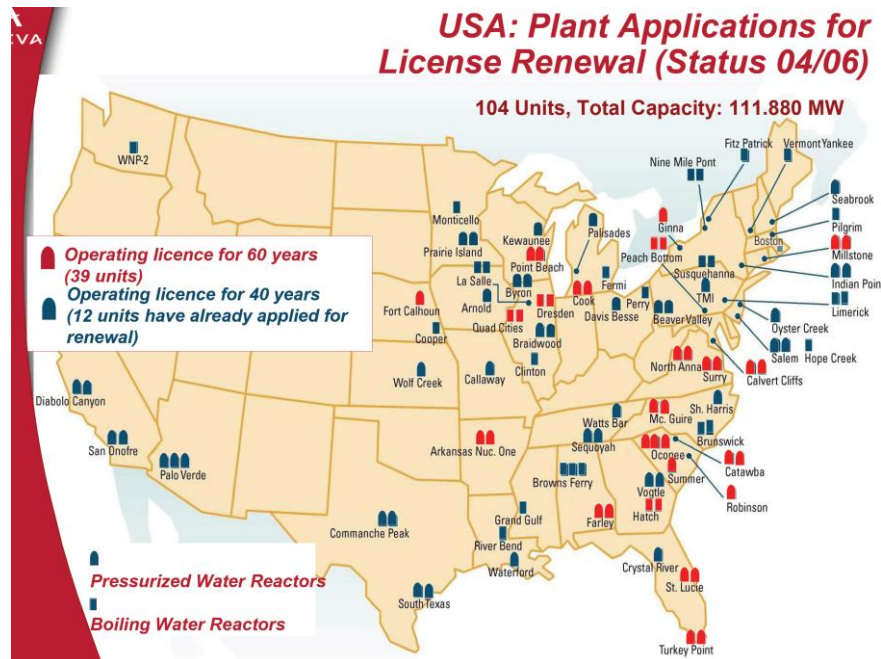
86 Vattenfall (2005) Vattenfall AB Generation Nordic Countries – Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA). S-P-00021, June, 2004. Updated 2005. [http://www.vattenfall.de/www/vf\\_com/vf\\_com/Gemeinsame\\_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf](http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf)

87 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>

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

### 2.5.1.2. Energia uzyskiwana w czasie całego okresu pracy elektrowni jądrowej

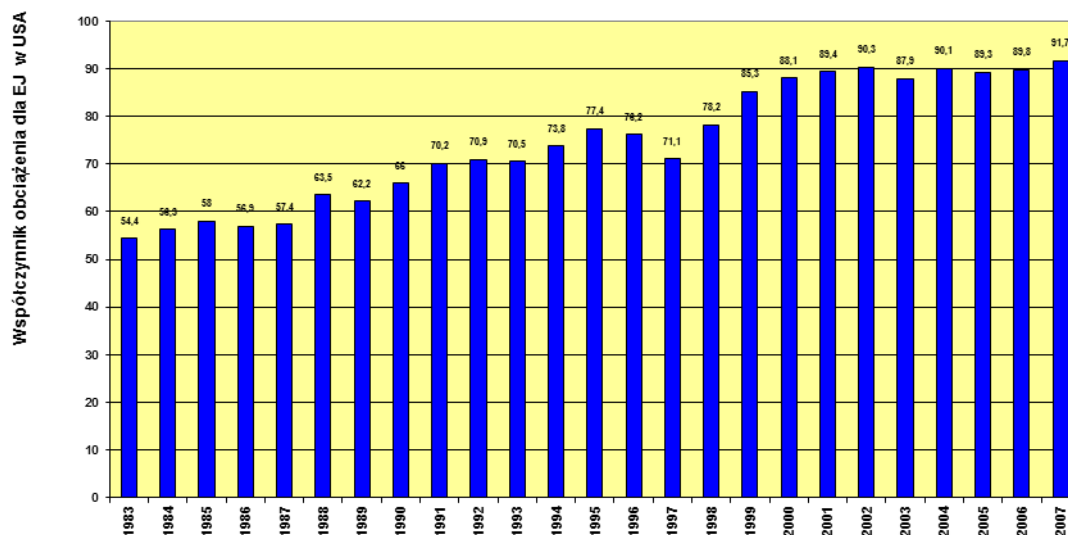
Wobec tego, że oceny prowadzone są dla całego cyklu życiowego elektrowni jądrowej, istotną sprawą jest przyjęcie, jakiego okresu pracy użytecznej należy oczekiwać. SLS postulują 30 lat przy współczynniku obciążenia (wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej) 0,82, co daje 24 lata efektywnej pracy ciągłej. W rzeczywistości projektowy czas pracy dla już eksploatowanych EJ wynosi 40 lat, a wiele z nich otrzymało już zezwolenie na pracę przez 60 lat (patrz rysunek poniżej).



Rysunek 71. EJ w USA z licencjami na 60 lat pracy.

Współczynnik obciążenia osiągany średnio na świecie - łącznie z elektrowniami jądrowymi w krajach Trzeciego Świata – wynosi obecnie 0,85, a w USA przekracza on 0,9. Dla elektrowni jądrowych 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. Nowe elektrownie III generacji będą miały wskaźnik wykorzystania mocy wyższy, ponieważ są projektowane tak, by naprawy i konserwację układów bezpieczeństwa można było prowadzić podczas pracy reaktora. Oznacza to skrócenie okresów remontowych – a więc wyższy wskaźnik czasu pracy na pełnej mocy.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 72. Średnie wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej EJ w USA.

Wobec tego, że analizy wykonywane są dla nowych EJ, to jest dla EJ III generacji mających pracować w Polsce, przyjmuje się w założeniach 60 letni czas pracy i współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej 0,85, jaki osiągany jest obecnie średnio na całym świecie. Oprócz tego przedstawione zostanie 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>89</sup>, co przy współczynniku obciążenia 0,82 i współczynniku sprawności cieplnej 0,33 daje energię elektryczną brutto:

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

$$\text{lub na tonę uranu naturalnego } 159,3 \text{ TJ(el)/t(Unat)}.$$

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 utrzymano podobną metodologię, stąd produkcję energii elektrycznej z EJ mnożono przez 3 i podano ją w jednostkach energii cieplnej. Energia cieplna otrzymywana z reaktora w ciągu roku wyniesie więc 77,58 PJ/a, a z tony uranu naturalnego 478 TJ/t(Unat).

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

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

lub w jednostkach energii cieplnej:

$$287 \text{ TWh} \times 3600 \text{ s/h} = 1,034 \cdot 10^6 \text{ TJ} = 1034 \text{ PJ el} = 3103 \text{ PJ},$$

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

89 J.W. Storm van Leeuwen : Nuclear power- the energy balance, Uranium, October 2007

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

lub w jednostkach energii cieplnej:

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

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 jądrowego sięgają 60 000 MWd/t, dzięki czemu ilość energii uzyskiwanej z jednostki masy uranu jest większa. Przyjęto dane SLS, w celu uzyskania wspólnego punktu odniesienia do dalszych ocen i podawania realnie możliwej produkcji energii z elektrowni jądrowych, tak by nie było podstaw do zarzutu o nadmierny optymizm.

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

#### **2.5.1.3.1. 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>90</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 - 0,02%) emisje z elektrowni jądrowej będą równie wysokie jak z elektrowni węglowej. W rzeczywistości wkład energetyczny związany z wydobyciem i oczyszczeniem rudy oraz późniejszą rekultywacją kopalni jest mały.

W kopalni Ranger, w której w 2004 r. wydobywano rudę o dość wysokiej koncentracji uranu wynoszącej 0.234% U, według danych WNA<sup>91</sup>, energia zużywana lokalnie (w kopalni i na terenie wokół kopalni, w tym na produkcję kwasu siarkowego, ale bez uwzględnienia energii w materiałach zakupywanych z zewnątrz<sup>92</sup>) na wydobycie i oczyszczenie uranu wyniosła 165 GJ/t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, to jest 195 GJ/tU (Te same dane są podawane przez prof. Sevióra<sup>93</sup> w jego polemice z SLS). Zgodnie z zasadami analiz w całym cyklu żywotnym EJ, do energii zużytej lokalnie należy dodać energię zawartą w materiałach wybuchowych i chemikaliach zakupywanych przez kopalnię, których wyprodukowanie wymagało energii wcześniej, zanim dostarczono je do kopalni. Dane odnośnie ilości tych chemikaliów i zawartej w nich energii przytoczono w poniższej tabeli.

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

91 WNA Energy Analysis of Power Systems, March 2006

92 J.Hore Lacy, personal communication, e-mail of 28 January 2008

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



Tabela 15. Energia zawarta w chemikaliach (dane z SLS).

Materiał	Energia zawarta w jednostce masy	Ilość	Energia elektryczna	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)

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

W sumie zapotrzebowanie energii zużytej lokalnie i zawartej w sprowadzonych materiałach wyniosło  $165 + 338 = 503 \text{ GJ}/\text{t}(\text{U}_3\text{O}_8)$ , a po uwzględnieniu współczynnika przeliczeniowego zawartości uranu w U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> równego 0,848:

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

Stosunek energii uzyskanej do włożonej w fazie wydobywania i oczyszczania uranu wynosi więc  $478 \text{ TJ}(\text{t})/593 \text{ GJ}(\text{t}) = 80$ . Ponieważ powyższe rozważania dotyczą pełnego cyklu życiowego EJ, zatem poza energią potrzebną na eksploatację złóż uranu należy uwzględnić energię potrzebną na rekultywację kopalni po zakończeniu wydobywania rudy.

#### 2.5.1.3.2. 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 usunięto z nich rudę uranową, a więc zmniejszono ich radioaktywność. Jeśli skała płonna zostanie umieszczona z powrotem w ziemi i przykryta warstwą ziemi, to nie będzie ona stanowić większego zagrożenia radiologicznego niż występujące pierwotnie, przed rozpoczęciem wydobywania 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 wydobywaniu rudy i przykryte warstwą gleby, na której zostanie posiana trawa i posadzone będą drzewa. Zabezpieczy to przed procesami erozji na powierzchni rekultywowanego terenu.

Zakłada się, że ilość energii, niezbędnej do wypełnienia wyeksploatowanego wyrobiska materiałem płonnym w ramach rekultywacji, będzie zbliżona do energii zużytej na przetransportowanie urobku ze złoża na powierzchnię w trakcie wydobywania. Zużycie energii w ramach rekultywacji będzie pomniejszone, w porównaniu z energią użytą na wydobywanie urobku, o energię zużytych przy pracach wydobywczych materiałów wybuchowych oraz energię procesów chemicznych przy wzbogacaniu

rudy uranu. W ten sposób otrzyma się nakład energii na jednostkę masy skały płonnej w wysokości takiej jak w czasie wydobywania uranu, chociaż na przewóz skały płonnej z powrotem potrzeba mniej energii niż na jej wydobycie. Przyjmując pewien margines błędu i zapas niedoszacowania wartość ta wyniesie 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) na temat energii potrzebnej na transport, opublikowanych na jego stronie internetowej<sup>94</sup>. W rozdziale D7 autor pisze, 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. Przy stosunku masy nadkładu do masy rudy  $S = 3$  i koncentracji uranu 0.234 %U przy założonym wg Storm van Leeuwena nakładzie energii na tonę uranu zużycie energii wyniesie:

$$66 \text{ MJ/t(skały)} \times (3+1) / 0.00234 \text{ t(U)/t(skały)} = 112.8 \text{ GJ/t(U)},$$

zatem jest to wartość znacznie mniejszą od podanej powyżej. Przyjmując do analizy wartość wyższą w celu zapewnienia odpowiedniego zapasu niedoszacowania,

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

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

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

#### 2.5.1.3.3. Porównania energii potrzebnej na wydobycie uranu w kopalni Ranger

Według oceny Storm van Leeuwena, energia potrzebna na wydobycie i oczyszczenie uranu w kopalni Ranger wynosi 1280 GJ/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 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.” Takie założenie prowadzi do oceny, że energia potrzebna do rekultywacji jest 8 razy większa od energii potrzebnej dla wydobycia rudy, to jest 8,4 GJ/t(rudy).

Dla kopalni Ranger, gdzie wydobywana masa rudy wnosi 2293 000 t/a, energia potrzebna wg SLS na rekultywację byłaby równa:

$$2293 \text{ 000 t/a} \times 2 \times 4,2 \text{ GJ/t} = 19,26 \text{ 10}^6 \text{ GJ/a}$$

W przeliczeniu na masę uranu energia potrzebna na rekultywację wg SLS wyniosłaby:

$$E(\text{rekult}) = 19,26 \text{ 10}^6 \text{ GJ/a} / 5910 \text{ t(U}_3\text{O}_8) = 3260 \text{ GJ/t(U}_3\text{O}_8) = 3840 \text{ GJ/t(U)}$$

Razem z energią potrzebną wg SLS na wydobycie i oczyszczenie uranu dałoby to 4920 GJ/t(U).

---

94 94 J.W. Storm van Leeuwen: Nuclear power - the energy balance, Uranium, October 2007

Jest to wartość znacznie większa niż wielkość 788 GJ/t(U), którą określono powyżej. Jak widać, już dla rudy o zawartości uranu 0,234% oceny SLS są ponad 6-cio krotnie przeszacowane niż dane rzeczywiste. Przy obniżeniu zawartości uranu błąd ocen SLS rośnie.

#### 2.5.1.3.4. Kopalnia Rossing – zawartość uranu w rudzie poniżej 0,03%

Aby przybliżyć się do postulowanego przez SLS „*urwiska energetycznego*”, rozpatrzyć należy rzeczywiste dane dla kopalni Rossing w Namibii, gdzie wydobywano rudę o zawartości uranu równej 0,0276%U<sup>95</sup>. Doroczny raport kopalni za rok 2006 podaje<sup>96</sup>, że w 2006 r. kopalnia Rossing wyprodukowała 3 617 ton U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, a zużycie energii na terenie kopalni wyniosło 1366 TJ (bez chemikaliów). Jednostkowe zużycie energii na tonę rudy wyniosło 113.7 MJ/t. Odpowiada to zużyciu energii cieplnej na tonę uranu równemu:

$$113.6 \text{ MJ/t(rudy)} / 0,000276 \text{ t(U)/t(rudy)} = 411 \text{ GJ/t(U)} \text{ (bez chemikaliów).}$$

Jest to dwukrotnie więcej niż w kopalni Ranger, gdzie zużycie energii cieplnej na tonę uranu na terenie kopalni (bez chemikaliów) wynosiło 195 GJ/t(U).

Jak widać, wielkość potrzebnej energii zależy silnie od lokalnych warunków, a jednym z ważnych parametrów jest stosunek masy nadkładu do masy rudy. Im ruda uboższa, tym stosunek ten jest mniejszy. W kopalni Ranger wynosił on  $S = 3$ . Natomiast w Rossing stosunek ten wahał się od 0,7 do 1,43. Przy 10-krotnie mniejszej zawartości uranu w rudzie nakłady energetyczne wzrosły tylko około dwukrotnie.

Przyjmując w przybliżeniu, że całkowite zużycie energii wzrośnie proporcjonalnie do zużycia na wydobycie, dla kopalni Rossing zużycie energii wyniesie:

$$411/195 \times 0,79 \text{ TJ/tU} = 1,66 \text{ TJ/tU.}$$

Natomiast wg SLS potrzebna energia to 17 TJ/tU, a więc 10-krotnie większa.

Oceny wykonane przez SLS cechują się rażącymi zawyżeniami kosztu energetycznego wydobycia uranu z rudy ubogiej, przy jednoczesnym zaniżaniu efektywności wydobycia uranu z rudy o zawartości uranu poniżej 0,05%. Stosowanie wzorów SLS prowadzi np. 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 ilość energii o rząd wielkości wyższa niż cała energia elektryczna, jaką zużywa Południowa Australia, gdzie znajduje się Olympic Dam. 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·lat, a więc mniej niż wg ocen SLS potrzeba dla jednej kopalni.

95 Rossing: Rossing working for Namibia, Report to Stakeholders, 2004

96 Rossing: Report to Stakeholders, 2006

#### 2.5.1.3.5. Kopalnia Palencia - zawartość uranu w rudzie około 0,015% $U_3O_8$

Kopalnia uranu Valencia, która została otwarta w 2008 roku, wykorzystuje bardzo ubogą rudę uranową, zawierającą 0,13 – 0,15 kg  $U_{308}$  na tonę<sup>97 98</sup>. Zasoby uranu w tej kopalni ocenia się na 33 mln kg  $U_{308}$  o koncentracji 156 ppm, z progiem odcięcia 67 ppm, co pozwoli na 17 lat eksploatacji kopalni. Wartość ta odpowiada wartości podawanej przez SLS jako „urwisko” (0,013%), przy której ilość energii zużywanej na uzyskanie uranu równa ma być ilości energii produkowanej z tego uranu w reaktorze.

Praktyka wskazuje, że wbrew twierdzeniu SLS, nakład energii na wydobycie nawet tak ubogiej rudy nie jest wcale duży. Moc potrzebna dla kopalni wynosi 20 MW<sup>99</sup>, co oznacza energię:

$$20 \times 360 \times 24 \times 3600 \text{ MW}\cdot\text{s} = 20 \times 31,1 \text{ 106 MJ} = 622 \text{ 106 MJ.}$$

Przy produkcji 18 mln ton rudy o zawartości uranu 0,13 kg/t, to jest 2,34 mln kg  $U_3O_8$  oznacza to zużycie energii elektrycznej:

$$622 / 2,34 = 265,8 \text{ MJ/kg } U_3O_8 = 313,4 \text{ MJ/ kgU} = 313,4 \text{ GJ/tU}$$

Dla przypomnienia, wg twierdzenia SLS, dla rudy ubogiej, o zawartości 0,013%  $U_3O_8$  energia potrzebna na jej wydobycie i oczyszczenie miała wynosić około 92 000 GJ/tU.

Wielkość podana przez SLS jest 293 razy wyższa od rzeczywistej.

#### 2.5.1.3.6. Podsumowanie ocen i faktów odnośnie zapotrzebowania energii na wydobycie uranu.

Porównanie pesymistycznych, wielokrotnie przeszacowanych ocen przedstawionych przez SLS, z wartościami osiąganymi w praktyce wskazuje, że prognozowany gwałtowny wzrost zużycia energii na wydobycie uranu z rudy ubogiej jest nie znajduje potwierdzenia w rzeczywistości.

#### 2.5.1.4. Konwersja $U_3O_8$ na $UF_6$

Po uzyskaniu tlenku uranu  $U_3O_8$  jest on przekształcany w gazowy  $UF_6$ , aby umożliwić jego wzbogacanie poprzez zwiększenie frakcji rozszczepialnego izotopu U-235 w uranie. Według ocen SLS, energia potrzebna na konwersję E(konw) wynosi:

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

W pracy Donesa<sup>100</sup>, na podstawie danych technicznych, podano konserwatywnie wartość energii potrzebnej na konwersję równą 1 TJ/tU. Natomiast w pracy specjalistów od energii odnawialnych,

97 Valencia Uranium project, ENVIRONMENTAL ASSESSMENT AND ENVIRONMENTAL MANAGEMENT PLAN, SCOPING REPORT July 2007

98 [http://forsysmetals.com/?page\\_id=420](http://forsysmetals.com/?page_id=420)

99 Ibid

100 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. 00.04.2006

Fthenakisa i Kima<sup>101</sup>, nakłady energetyczne na konwersję i produkcję paliwa zostały pominięte w rozważaniach jako małe w stosunku do innych wydatków energii w całym cyklu.

#### 2.5.1.5. Wzbogacanie

Wzbogacanie uranu stanowi największą część nakładów energetycznych w bilansie energetycznym jądrowego cyklu paliwowego. Nakład pracy na wzbogacanie zależy od progu odcięcia, poniżej którego traktuje się uran jako odpad. Dla przykładu, 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%, natomiast przy progu odcięcia równym 0,15% niezbędny jest nakład 5,0 SWU. Przy niższym progu odcięcia zaoszczędzamy uranu, bo na wsad potrzeba tylko 5,1 kg zamiast 6,0 kg U naturalnego, ale zwiększamy energię potrzebną na pracę rozdzielczą.

Obecnie dla wzbogacenia paliwa wykorzystywanego corocznie w reaktorze wodnym LWR (*light water reactor*) o mocy 1000 MWe potrzeba około 100-120 tys. SWU. W procesie dyfuzji gazowej zużywane jest około 2500 kWh (9 GJ) na SWU. Z kolei nowoczesne zakłady wzbogacania metodą wirówkową potrzebują (wg Donesa) tylko 40 kWh<sup>102</sup> czyli 0,144 GJ/SWU.

SLS w swych analizach dla dyfuzji gazowej przyjęli dane sprzed 30 lat (ERDA-76-1)<sup>103</sup>, według których nakład energetyczny na wzbogacanie wynosi  $E(\text{dyf}) = 11 \text{ GJ/SWU}$ .

Z kolei dla oceny metody wirówkowej SLS przyjęli dane Kistemakera z 1975 r. dotyczące 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 wynika to z danych technicznych. Poprzez zsumowanie postulowanych w analizach energii wymaganej do budowy oraz eksploatacji instalacji wzbogacania autorzy ci uzyskali wartość postulowanej jednostkowej wielkości nakładów energetycznych przy wzbogacaniu metodą wirówkową na poziomie 3,1 GJ/SWU. Po uwzględnieniu rzeczywistych nakładów podawanych wg danych technicznych WNA (World Nuclear Association), okazuje się, że wartość podana przez SLS jest wielokrotnie przeszacowana ( $3,1/0,18 = 17,2$ ). Przy założeniu, że wzbogacony uran wytwarzany jest w 30% w zakładach opartych na wzbogacaniu dyfuzyjnym, a w 70% w zakładach stosowana jest technologia wzbogacania wirówkowego, analiza SLS wskazała na średni wydatek energii na wzbogacanie równy 5,47 GJ/SWU.

World Nuclear Association (WNA) podaje zużycie energii elektrycznej w zakładach wzbogacania metodą wirówkową równe 63 kWh/SWU, a więc szacowane bardzo ostrożnie z dużym marginesem przeszacowania. Wartość ta pochodzi z danych o nakładach energii w zakładach wirówkowych firmy Urenco w Capenhurst z okresu, gdy w zakładach prowadzono przebudowę i modernizację, zatem obejmuje nie tylko bieżące potrzeby pracy nad wzbogacaniem, ale i liczone z zapasem nakłady na budowę instalacji.

101 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

102 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

103 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

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

Dla 60-letniego okresu życia EJ wg. założeń WNA otrzymano wartość nakładu pracy na wzbogacanie uranu równą  $1,62 \text{ PJ(el)} = 4,89 \text{ PJ(t)}$ .

### Ucieczki gazów cieplarnianych podczas wzbogacania

W toku wirówkowego wzbogacania uranu dochodzi do strat chloro- i fluoropochodnych węglowodorów alifatycznych CFC (*chlorofluorocarbon*)<sup>104</sup> i HFC (*hydrofluorocarbons*)<sup>105</sup>. Gazy CFC mają podwójnie 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. Faktem jednak jest, że zjawisko strat wspomnianych substancji ta jest znane i a jego wielkość uwzględniana i wykazywana 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  $7.4 \cdot 10^{-4} \text{ kg/SWU}$  i  $8.4 \cdot 10^{-4} \text{ kg/SWU}$ .

Dones założył pesymistycznie, że emisje CFC uwalniane są jako najbardziej szkodliwe CFC-114 lub 115, a HFC jako HFC-134a, czego wynikiem są emisje gazów cieplarnianych równoważne emisji 118 kg ( $\text{CO}_2 \text{ ekw}$ )/GWh. Wartość ta odpowiada około 2% emisji  $\text{CO}_2$  obliczanych dla cyklu jądrowego bez uwzględnienia tych gazów (Dones, GABE)<sup>106</sup>.

W opinii SLS zakłady wzbogacania uranu w USA emitują blisko 5 gramów  $\text{CO}_2$ / kWh w postaci CFC-114. Jest to wartość około 25 razy większa niż podana przez Donesa. 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 całkowicie odejdzie się od dyfuzyjnych metod wzbogacania uranu, do analiz obrazujących stan emisji CFC w połowie XXI wieku można przyjmować dane Donesa dla Capenhurst.

#### 2.5.1.6. Produkcja paliwa jądrowego

Nakład energii na produkcję paliwa jądrowego postulowany przez SLS w oparciu o ERDA 76-1<sup>107</sup> wynosi:

$$E (\text{prod. paliwa}) = 3,79 \text{ TJ/tU wzbogaconego w paliwie.}$$

Natomiast Dones podaje, że nakład energii potrzebny na tonę wzbogaconego paliwa jądrowego wynosi 700 GJ/tU wzbogaconego w paliwie<sup>108</sup>. Przyjmując, że paliwo jest wzbogacone do 3,5%, a więc

104 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>

105 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>

106 Dones R et al GABE: Environmental Inventories for future electricity supply systems for Switzerland, PSI report 96-07, February 1996

107 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

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. Zatem różnica między ocenami SLS a danymi technicznymi jest ponad 5-cio krotna.

### 2.5.1.7. Budowa elektrowni jądrowej

Ocenę ilości energii potrzebnej na zbudowanie i likwidację EJ przedstawiła firma Vattenfal dla EJ Forsmark<sup>109</sup>, firma British Energy dla EJ Torness<sup>110</sup> i zespół szwajcarski w Instytucie Paula Scherrera<sup>111</sup> pracującym na zlecenie rządu szwajcarskiego. Wyniki tych analiz wskazują, że energia na budowę EJ wynosi od 4 do 6 PJ(t), natomiast a na likwidację elektrowniod 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) 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 w swych analizach 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 przy tym nie pociągają za sobą takich nakładów energetycznych jak produkcja rur stalowych czy chemikaliów. Oprocentowanie kapitału w czasie budowy także silnie wpływa na koszty elektrowni, przy czym nie pociąga żadnych wydatków energetycznych.

Taki sposób obliczania nakładów energetycznych na budowę EJ jest krytykowany przez grona specjalistów, także z dziedzin energii odnawialnej (ISA<sup>112</sup>). 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 zdaną rozbiórką EJ przy jej likwidacji.

W przypadku elektrowni oddawanych do eksploatacji w USA w latach 90-tych analizowane wyniki są dodatkowo obciążone zniekształceniami wynikającym z długich okresów wstrzymywania budowy, w trakcie trwania procesów sądowych lub procedur administracyjnych wstrzymujących rozruch, a oprocentowanie kapitału włożonego w budowę trzeba było opłacać miesiąc po miesiącu. Bez

---

108 Dones R et al GABE: Environmental Inventories for future electricity supply systems for Switzerland, PSI report 96-07, February 1996

109 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)

110 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>

111 Dones R et al GABE: Environmental Inventories for future electricity supply systems for Switzerland, PSI report 96-07, February 1996

112 University of Sydney, Australia Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis 3 November 2006

uwzględnienia powyższych zależności przy przeliczeniach kosztów EJ otrzymane wartości nakładów energetycznych będą znacznie przeszacowane, jak to ma miejsce w analizach SLS. 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 oznacza zwrot 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>113</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 swojej Białej Księdze ze stycznia 2008 r. stwierdził: „*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>114</sup>.

### 2.5.2. Likwidacja elektrowni jądrowej

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>115</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>116</sup>. Wg studium ISA nakład energii na likwidację elektrowni jądrowej można przyjąć zgodnie z pesymistycznym założeniem WNA<sup>117</sup> jako równy 35% nakładu energii potrzebnego na budowę reaktora.

Dla komercyjnego reaktora HTR w Hamm-Uentrop koszty budowy z uwzględnieniem inflacji wyniosły 7000 tysięcy, a koszty demontażu 642 tysiące DM. Dla komercyjnego prędkiego reaktora powielającego SNR-300 w Kalkar koszty jego likwidacji wyniosły 3% nakładów inwestycyjnych. Autorzy ISA przyznają, że w dużych EJ koszty likwidacji będą stanowiły około 10% kosztów budowy. Ta opinia pokrywa 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 zakresie od 4,3 PJ do 6,2 PJ<sup>118</sup>. Przy przyjętych nakładach energii na budowę rzędu 4,100 GWh<sub>th</sub> ≈ 15 PJ, likwidacja stanowić około 35% nakładów na budowę.

---

113 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

114 UK Government BERR: A White Paper on Nuclear Power: Meeting the Challenge, January 2008

115 Thierfeldt S. Freigabegrenzwerte für Reststoffe. atw 1995; 40(4) 257-261

116 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.

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

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



W opinii SLS wskaźnik kosztów likwidacji EJ wynosi natomiast 200% kosztów budowy, który dla określenia nakładu energii należałoby mnożyć przez średnią krajową intensywność energetyczną. Autorzy ISA odrzucają takie podejście.

### 2.5.3. Unieszkodliwianie odpadów radioaktywnych

SLS twierdzili, że w deklaracji firmy Vattenfall dotyczącej nakładów energii na likwidację EJ brakuje liczb określających nakłady energii potrzebnej do realizacji procesów, które jeszcze nie są realizowane, np. głębokie składowanie odpadów radioaktywnych. Jest to twierdzenie nieprawdziwe, gdyż Szwecja opracowała projekt głębokiego składowiska odpadów radioaktywnych, będący owocem 20 lat pracy. Nakłady energetyczne, o których mowa podano w arkuszu kalkulacyjnym opublikowanym na stronie internetowej <http://nuclearinfo.net>, a ich wartość 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 energii 92 GJ/t zużywanej na unieszkodliwianie odpadów wysokoaktywnych, tj. na przechowywanie paliwa oraz przechowywanie i transport odpadów promieniotwórczych, otrzymano przy użyciu skumulowanego zapotrzebowania energetycznego dla przechowywania tymczasowego 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>119</sup> zostały zaczerpnięte ze szwajcarskiego studium projektowego dla zakładów tymczasowego przechowywania odpadów radioaktywnych. SLS postulują, że potrzebna na unieszkodliwienie energia wyniesie 1300 GJ/t odpadów wysokoaktywnych, zatem wielokrotnie więcej.

W przypadku unieszkodliwiania odpadów średnio aktywnych SLS podają energię potrzebną na utylizację odpadów równą 4300 GJ/m<sup>3</sup>, podczas gdy Dones podaje 22 GJ(t)/m<sup>3</sup>. Energia potrzebna na unieszkodliwienie odpadów wysokoaktywnych wg SLS wynosi 5000 GJ/m<sup>3</sup> odpadów wysokoaktywnych, podczas gdy Dones podaje wartość 260 GJ/m<sup>3</sup>.

Ilość odpadów ze wzbogacania wirówkowego została przez SLS przyjęta jako znacznie wyższa niż ze wzbogacania dyfuzyjnego (4 krotnie wyższa), co nie ma żadnego uzasadnienia technicznego lub fizycznego. W wyniku takiego podejścia uzyskano wartość czterokrotnie wyższą niż podawana przez Urenco w deklaracji o wpływie na środowisko<sup>120</sup>. W pracy SLS<sup>121</sup> objętość odpadów radioaktywnych z likwidacji EJ oceniono na 93900 m<sup>3</sup>. Oficjalne oceny operatorów szwajcarskich EJ wykonane 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,

---

119 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

120 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)

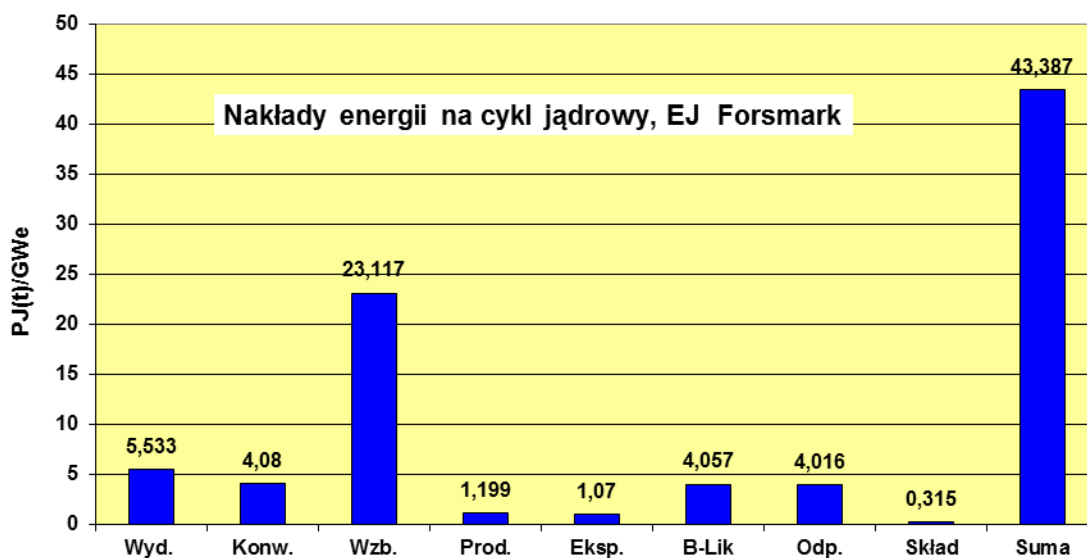
121 Storm van Leeuwen J.W. and Smith P., "Nuclear Power: the Energy Balance". Updates 2005. Retrieved from <http://www.stormsmith.nl/>

zamieszczone w pracy Dones'a 2007), zatem ilości odpadów powstających przy likwidacji EJ przyjęte w ocenie SLS są przeszacowane o rząd wielkości w porównaniu z rzeczywistymi ocenami.

#### 2.5.4. Podsumowanie

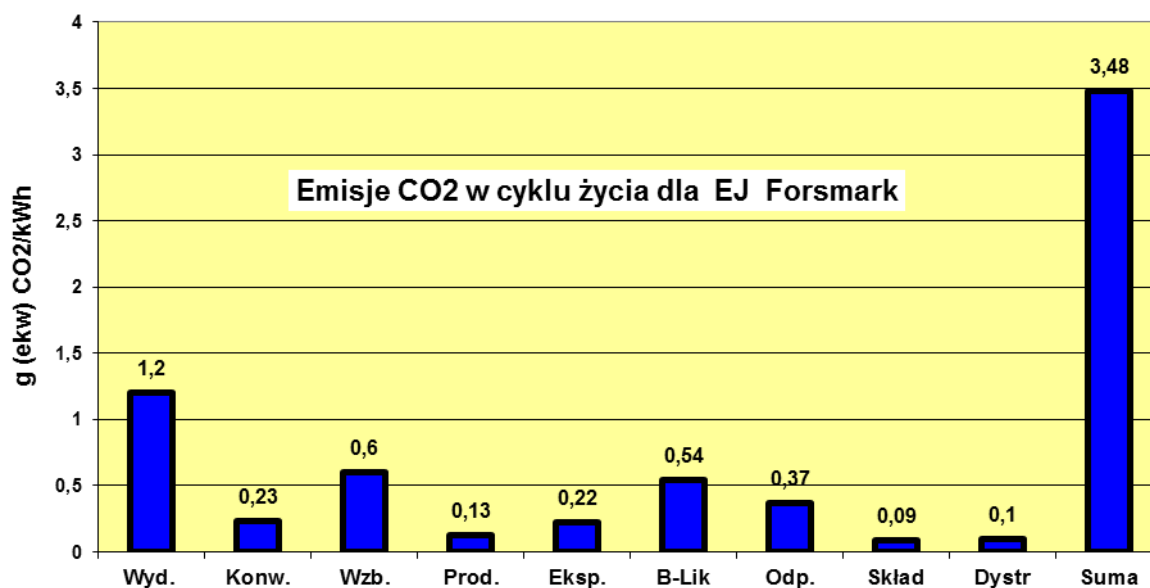
Z powyższych zestawień i porównań wynika, że oceny dotyczące EJ podawane przez przeciwników energetyki jądrowej opierają się na metodykach szacunkowych krytykowanych przez specjalistów, także związanych z energetyką opartą na odnawialnych źródłach energii, a wartości przeprowadzonych analiz są znacznie zawyżone w stosunku do wartości rzeczywistych. Znacznie przeszacowane oceny dotyczą wszystkich etapów cyklu paliwowego.

Dla potwierdzenia tej tezy poniżej przedstawiono wykresy opracowane dla szwedzkiej elektrowni jądrowej Forsmark i sprawdzone przez odpowiednie organa państwowe rządu szwedzkiego (Rysunek 73).



Rysunek 73. Nakłady energetyczne na cykl jądrowy, dane wg. deklaracji wpływu na środowisko dla EJ Forsmark<sup>122</sup>. Skróty na rysunku: Wyd- wydobywanie i oczyszczanie uranu, Konw - konwersja w UF6, Wzb-wzbogacanie, Prod- produkcja paliwa, Eksp -eksploatacja EJ, B-Lik - budowa i likwidacja EJ, Odp – gospodarka odpadami radioaktywnymi, Skład- budowa składowiska odpadów.

122 [http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear\\_Power/Energy\\_per\\_lifecycle\\_phase\\_lan\\_Martin\\_051124-1.xls](http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear_Power/Energy_per_lifecycle_phase_lan_Martin_051124-1.xls)



Rysunek 74 Emisje CO<sub>2</sub> w cyklu życia dla EJ Forsmark.

Wykres przedstawiający emisje CO<sub>2</sub> w cyklu życia dla EJ Forsmark (Rysunek 74) pokazuje, że największe emisje CO<sub>2</sub> występują przy wydobyciu 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 wydobyciem uranu wzrośnie, ale w znacznie mniejszym stopniu niż sugerują to prace Storm van Leeuvena. Chociaż niewątpliwie należy się spodziewać niewielkiego wzrostu emisji CO<sub>2</sub>, to w dalszym ciągu energia jądrowa pozostanie jednym ze źródeł energii o najniższej emisji dwutlenku węgla.

## 2.6. ODZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI JĄDROWYCH

### 2.6.1. Dyskusja obaw o możliwe skażenie promieniotwórcze w trakcie normalnej pracy i w trakcie stanów awaryjnych

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 Prognozy SEA, 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 SEA wspomniano o możliwości wypadku w przemyśle jądrowym poza granicami Polski, bo trzeba się liczyć z możliwością awarii w jednym ze starych reaktorów. Nawet jeżeli następstwa radiacyjne takiego wypadku były znikomo małe, spowodowałyby 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 w odległości większej niż 3 km, nawet w razie awarii ze stopieniem rdzenia reaktora.

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>123</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>124</sup> (Tabela 11):

Tabela 16 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>125</sup>, stężenie jodu I-131 w mleku równe 2000 Bq/l odpowiada dawce dla dzieci 5 mSv. 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 efektywna otrzymywana w ciągu 50 lat po awarii spada poniżej 10 mSv w odległości 1 km<sup>126</sup>. W obu

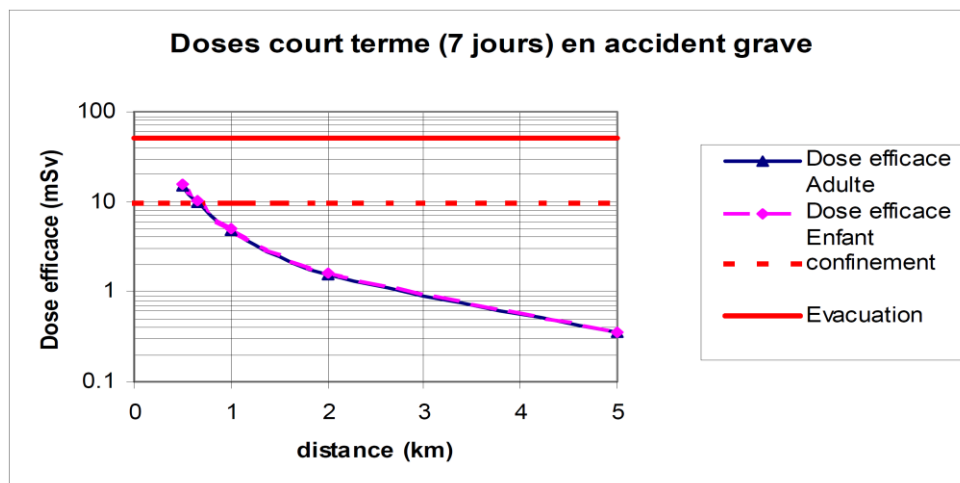
123 UK EPR Pre-Construction Safety Report Chapter 16: Risk Reduction And Severe Accident Analyses Sub-Chapter : 16.2 Document ID.No. UKEPR-0002-162 Issue 04

124 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)

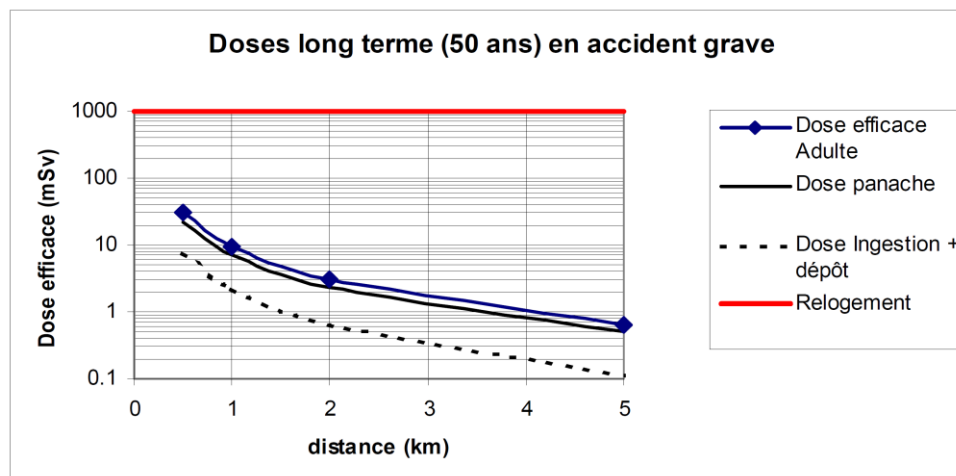
125 IAEA Derived Intervention Levels for Application in Controlling Radiation Doses to the Public in the Event of a Nuclear Accident or Radiological Emergency, Safety Series No 81, IAEA Vienna 1986

126 UK-EPR Fundamental Safety Overview Volume 2: Design And Safety Chapter 5: Risk Reduction Categories, Section S.2.3

przypadkach mowa jest o dawkach otrzymanych od wszystkich dróg narażenia. Natomiast dawki, które mogą mieć znaczenie dla rolnictwa, będą dużo mniejsze (patrz rysunki poniżej).



Rysunek 75. Dawki otrzymane w ciągu tygodnia po ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia w reaktorze EPR (opis poniżej).



Rysunek 76. Dawki po ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia w reaktorze UK EPR<sup>127</sup> (opis poniżej).

Tabela 17. Legenda do rysunków:

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
Relogement	Przesiedlenie
Distance	Odległość
Doses efficaces (mSv)	Dawki efektywne (mSv)

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.

127 UK-EPR Fundamental Safety Overview Volume 2: Design And Safety Chapter 5: Risk Reduction Categories, Section S.2.3

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.

### **2.6.2. Dyskusja zarzutu o niedostatecznym zbadaniu oddziaływań radiacyjnych w Prognozie SEA**

Ministerstwo Gospodarki nie zgadza 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.

### **2.6.3. Dyskusja zarzutu o nieuwzględnieniu krytycznych stanowisk dotyczących oddziaływań elektrowni jądrowych**

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.

#### 2.6.4. Dyskusja kontrowersji na temat zawartej w Prognozie oceny wpływu na zdrowie 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 Prognozie przedstawiono kilka przykładów takich wyników, ale nie są to bynajmniej jedyne dane dotyczące rzeczywistych populacji ludzkich. Zbierane obserwacje dotyczą wielkich grup ludzi i długiego okresu 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 są wystarczające aby można było udowodnić statystycznie, że promieniowanie nie wywiera ujemnego działania na człowieka, to 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 r.<sup>128</sup> i zalecił dalsze studia z uwzględnieniem teorii hormezy.

W grudniu 2012 roku Komitet ONZ ds. Skutków Promieniowania Atomowego UNSCEAR przedstawił Zgromadzeniu Ogólnemu ONZ wniosek z wieloletnich prac Komitetu: małe dawki promieniowania nie powodują wykrywalnego zagrożenia dla zdrowia człowieka, ani dla otaczającego go środowiska<sup>129</sup>. UNSCEAR uznał, że przy dawkach poniżej 100 mSv otrzymywanych przy małej mocy dawki nie ma sensu przewidywanie przyszłych szkód zdrowotnych. Dotychczasowe praktyki przeliczania małych dawek otrzymywanych przez wielu ludzi na liczbę efektów zdrowotnych nie mają naukowego uzasadnienia i nie powinny być stosowane. Zgodnie z twierdzeniem sławnego lekarza z czasów średniowiecza - Paracelsusa, dawka decyduje o tym, czy coś jest szkodliwe dla organizmu, czy nie<sup>130</sup>.

Przed miliardem lat, gdy kształtowały się komórki, z których dziś zbudowane są nasze organizmy, dawki były dużo wyższe niż obecnie. Powstające komórki musiały być wyposażone w mechanizmy obronne, inaczej dawno by zginęły. Dlatego można oczekiwać, że nasze organizmy potrafią dobrze znosić promieniowanie naturalne, nawet znacznie wyższe od panującego obecnie. I rzeczywiście, UNSCEAR rok po roku przypomina, że w wielu rejonach kuli ziemskiej mieszkają ludzie, którzy otrzymują dawki promieniowania ze źródeł naturalnych wyższe od średnich, a nawet wyższe od dawek na terenach skażonych po awarii w Czarnobylu. I ludzie ci wcale nie chorują na raka częściej niż ludzie mieszkający na terenach o niższym promieniowaniu.

Zwolennicy uznania hormezy za istotny element obrony przed promieniowaniem zwracają uwagę na wiele badań, wykazujących że promieniowanie działa pobudzająco na nasze zdolności obronne. A te zdolności chronią nas nie tylko przed promieniowaniem, ale i przed skutkami działania innych szkodliwych czynników – i w efekcie dają wzmocnienie odporności organizmu na procesy prowadzące do powstawania nowotworów.

---

128 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

129 [http://www.world-nuclear-news.org/RS\\_UN\\_approves\\_radiation\\_advice\\_1012121.html](http://www.world-nuclear-news.org/RS_UN_approves_radiation_advice_1012121.html)

130 „Omnia sunt venena, nihil sine veneno. Solo dosis facit venenum”, <http://en.wikipedia.org/wiki/Paracelsus>

W Prognozie nie proponuje się stanowiska w tej sprawie i Ministerstwo Gospodarki nie zamierza rozstrzygać, która teoria jest prawdziwa. Autorzy Prognozy uważają, że dla pełnego obrazu nie można pominąć wielu badań wskazujących, że małe dawki są dla ludzi nieszkodliwe, natomiast w praktyce przy wyborze reaktora i przy ustalaniu zasad jego eksploatacji Ministerstwo Gospodarki 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 '90-yh) 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>131</sup>.

Wydany w 2011 roku raport UNSCEAR na temat skutków awarii w Czarnobylu<sup>132</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. 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. Jako modele stosowane do oceny skutków promieniowania UNSCEAR wymienia nie tylko model LNT, ale i inne modele, wraz z modelami zakładającymi hormezę 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. W „Ogólnych wnioskach” UNSCEAR pisze tylko o 2 zgonach w czasie gaszenia pożaru i o 28 zgonach wskutek ostrego napromieniowania 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”. Poza zwiększoną częstością białaczki i katarakty wśród osób, które otrzymały duże dawki, nie ma innych efektów zdrowotnych, które można byłoby przypisać działaniu promieniowania.

Również dyrektywa Unii Europejskiej przyjęta 29 września 2011 r.<sup>133</sup> nie wymienia ani dawki kolektywnej, ani pojęcia LNT. Należy też wyraźnie stwierdzić, że Prognoza SEA nie ustosunkowuje się co do prawdziwości lub nieprawdziwości hipotezy LNT. Jest to przedmiot sporów naukowców

131 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

132 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

133 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)



i sprawa ta pozostanie nierozstrzygnięta prawdopodobnie jeszcze 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>134 135 136 137</sup> rejonie Yang-jiang w Chinach<sup>138</sup>, Kerala w Indiach<sup>139</sup>, Ramsar w Iranie<sup>140</sup>, Guarapari w Brazylii), oraz dodatkowych dawek dla osób narażonych zawodowo (pracownicy stoczni Shippingport<sup>141</sup>, radiolodzy brytyjscy<sup>142</sup>, pracownicy przemysłu jądrowego<sup>143 144</sup>), pacjentów poddanych napromienianiu diagnostycznemu lub leczonych przy użyciu promieniowania<sup>145 146</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 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>147</sup> (patrz rysunek poniżej).

---

134 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)

135 HICKEY, R.J. et al. Low level ionizing radiation and human mortality: multi-regional epidemiological studies, Health Physics, Vol. 40, (May 1981) 625-641

136 Sandquist G.M. et al., Assessing Latent Health Effects from U.S. Background Radiation, Proc. of ANS Meeting, Nov. 1997

137 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

138 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

139 Nair MK, et al., Population study in the high natural background radiation area of Kerala, India. Radiat Res. 152, 145-148S, 199

140 S. M. J. Mortazavi1 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>

141 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).

142 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

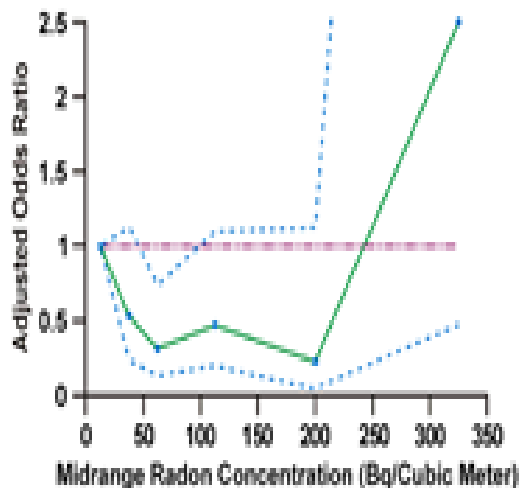
143 CARDIS E. et al., "Combined analysis of cancer mortality among nuclear industry workers in Canada, UK and the USA", IARC Techn. Report No. 25, Lyon, (1995).

144 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>

145 HALL, P., et al., Thyroid cancer after diagnostic administration of Iodine 131, Radiation Research, 145 (1996) 86-92

146 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

147 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>



Rysunek 77. 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 energetykę jądrową, uważa się jednocześnie za słuszne, by informować ludność o wynikach istniejących badań skutków małych dawek promieniowania wykazujących, że nie powoduje ono wykrywalnych ujemnych skutków zdrowotnych.

### 2.6.5. Zachorowalność na białaczkę w okolicy elektrowni jądrowych

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>148</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 roku życia 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.

148 Nuclear power plants cleared of leukaemia link, Nature, 6 May 2011, <http://www.nature.com/news/2011/110506/full/news.2011.275.html>

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 na przestrzeni całkowitej długości działania zakładów. Ponadto, w okresie od 1979 do 1996 roku wystąpiły uwolnienia awaryjne, które mogły spowodować dodatkowe 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>149</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.

Wyniki wykazały, że nie ma związku przyczynowego między dawkami promieniowania otrzymywanymi przez rodziców, a białaczką i chłoniakiem nieziarniczym u dzieci<sup>150</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>151</sup>. Hipotezę tę poparł brytyjski Urząd Ochrony przed Promieniowaniem NRPB.

Wzrost częstości występowania białaczki dziecięcej i chłoniaka nieziarniczego w rejonach o dużym mieszanym ludności zaobserwował także wybitny lekarz i epidemiolog brytyjski, sir Richard Doll<sup>152</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.

149 GROUPE RADIOECOLOGIE NORD CONTENTIN "Estimation des niveaux d'exposition aux rayonnements ionisants et des risques de leucemies associes de populations du Nord-Contentin, Synthèse", July 1999

150 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

151 Kinlen L. Epidemiological Evidence for an Infective Basis in Childhood Leukaemia: in "The Royal Society of Edinburgh's Symposium 'Leukaemia Clusters' 7 Dec. 1994.

152 Doll R. The Seascale cluster: a probable explanation. Br J Cancer 1999; 81:1-3 [Medline]

Również badania przeprowadzone 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 przeprowadzonych w szeregu nowych miast brytyjskich (Rysunek 78).

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>153</sup>.

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 przyczyną nie jest napromieniowanie rodziców, lecz mieszanie ludności miejskiej i wiejskiej<sup>154</sup>. Znaczący wzrost zachorowań na białaczkę obserwowano w tak różnych sytuacjach połączonych z mieszaniem ludności jak powstawanie nowych miast w rejonach wiejskich<sup>155</sup>, napływ rekrutów do obozów wojskowych w rejonach wiejskich<sup>156</sup>, w rejonach Szkocji Północnej, na które wpłynął rozwój wydobywania ropy z Morza Północnego<sup>157</sup>, w rejonach nowych budów (nie-jądrowych)<sup>158</sup>, a nawet w rejonach wiejskich, do których przybywały znaczne ilości dzieci ewakuowanych z rejonów narażonych na bombardowanie podczas II wojny światowej<sup>159</sup>. Zestawienie wskaźników w postaci stosunku O/E – (liczba przypadków obserwowanych O – *observed* do oczekiwanych E – *expected*) podaje (Tabela 18).

---

153 Leukemia clusters, Occasional papers No 1, Leukemia Research Fund, the Royal Society of Edinburgh, 1994, page 8

154 Kinlen L. Epidemiological Evidence for an Infective Basis in Childhood Leukaemia: in "The Royal Society of Edinburgh's Symposium 'Leukaemia Clusters' 7 Dec. 1994.

155 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]

156 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

157 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

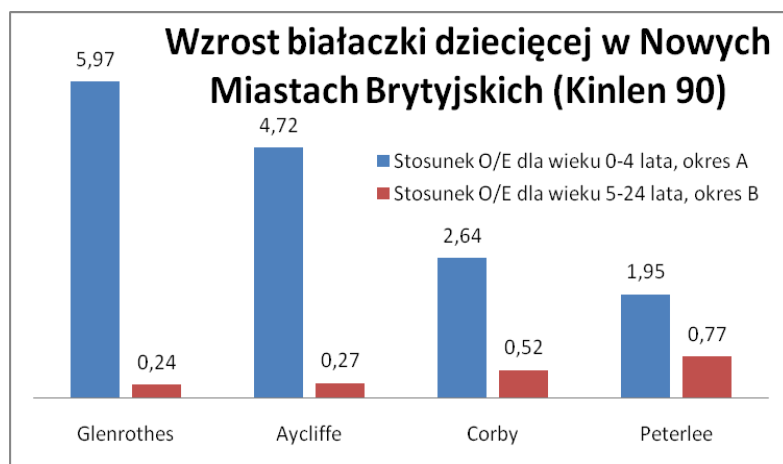
158 Kinlen LJ. Epidemiological evidence for an infective basis in childhood leukaemia. *Br J Cancer*. 1995;71:1–5. [PMC free article] [PubMed]

159 Kinlen LJ, John SM. Wartime evacuation and mortality from childhood leukaemia in England and Wales in 1945–9. *BMJ*. 1994;309:1197–1202

Tabela 18. Wzrost występowania białaczki dziecięcej i chłoniaka nieziarniczego (O/E) w rejonach o dużym mieszanu ludności<sup>160</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



Rysunek 78. Wyniki badań brytyjskich wykazujące wpływ mieszania ludności w powstających nowych miastach <sup>161</sup>.

Inną przyczyną jest status społeczny rodzin, w których występuje białaczka. Stiller i Boyle z Uniwersytetu w Oxfordzie i z uniwersytetu w Leeds<sup>162</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

<sup>160</sup> Doll R. The Seascale cluster: a probable explanation. Br J Cancer 1999; 81:1-3[Medline].

<sup>161</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>162</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

rocznie liczba nowych rekrutów w bazie wojskowej dochodzi do 50 000<sup>163</sup> <sup>164</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>165</sup>, w Hong Kongu<sup>166</sup>, w pobliżu La Hague, France<sup>167</sup>, w Grecji<sup>168</sup> i w USA<sup>169</sup>).

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>170</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 wokół 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 powiązania bliskości zamieszkania od EJ z występowaniem podwyższonego ryzyka zachorowania.

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>171</sup>.

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.

---

163 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]

164 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

165 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

166 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]

167 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]

168 Kinlen LJ, Petridou E. Childhood leukaemia and rural population movements: Greece, Italy, and other countries. *Cancer Causes Control*. 1995;6:445–450. [PubMed]

169 Wartenberg D, Schneider D, Brown S. Childhood leukemia incidence and the population mixing hypothesis in US SEER data. *Br J Cancer*. 2004;90:1171–1776.

170 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/>

171 Peter Kaatsch et al.: Epidemiologische Studie zu Kinderkrebs in der Umgebung von Kernkraftwerken (KiKK Studie) UMWlftforschungsplan des BundesuMWlftministerium (UFOPLAN)N Reaktorsicherheit und Strahlenschutz Vorhaben Stsch 4334 2007 Bundesamt für Strahlenschutz

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... Zdziwiające jest, gdy widzi się testy jednostronne w użyciu w XXI wieku."<sup>172</sup> Warto zauważyć, że Dr Dallal nie ma nic wspólnego z energetyką jądrową, jest tylko wybitnym specjalistą w zakresie badań epidemiologicznych.

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>173</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>174</sup>. Potwierdził to także niemiecki minister środowiska Sigmar Gabriel<sup>175</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. Wyniki raportu nie wskazały „znaczących związków” między zachorowaniami a wpływem EJ.

W Wielkiej Brytanii na białaczkę zapada rocznie około 50 dzieci. W okresie 35 lat studiów znaleziono tylko 20 przypadków białaczki w promieniu 5 km od jakiegokolwiek elektrowni, dlatego

---

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

173 German Study finds Nuclear Energy Causes Leukemia... or maybe not...January 13th, 2008, <http://depletedcranium.com/?p=339>

174 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 fur Strahlenschutz

175 <http://www.dw-world.de/dw/article/0,2144,2994904,00.html>

przeprowadzenie wiarygodnych badań statystycznych na tak małej próbie jest bardzo trudne. Wobec tego, że liczba chorych jest bardzo mała, możliwe jest, że albo efekty oddziaływania EJ są zbyt małe, by można je było zmierzyć, albo całe zjawisko zachorowań może być zbyt małe, by było istotne statystycznie. Wyniki te są sprzeczne z wnioskami studium niemieckiego, wg którego dzieci mieszkające w sąsiedztwie elektrowni jądrowych dwakroć częściej chorują na białaczkę.

Raport COMARE zawiera krytykę studium 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 można przytoczyć przypadek z USA z miasteczka Sierra Vista. Miasto to 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>176</sup>.

Należy zaznaczyć, że występowanie zwiększonej zapadalności na białaczkę dziecięcą jest wypadkową wielu różnych czynników, w tym wielu różnych czynników środowiskowych i socjo-ekonomicznych, zatem pojawianie się skupisk jej występowania nie powinno być przypisywane wpływowi promieniowania z elektrowni jądrowych, co potwierdza wiele omawianych wyżej badań.

## 2.6.6. ODDZIAŁYWANIE ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA WODY

### 2.6.6.1. Oddziaływanie trytu zawartego w ściekach z elektrowni jądrowych

Tryt jest promieniotwórczym izotopem wodoru występującym w przyrodzie, przede wszystkim w wodzie morskiej, a w niewielkich ilościach 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.

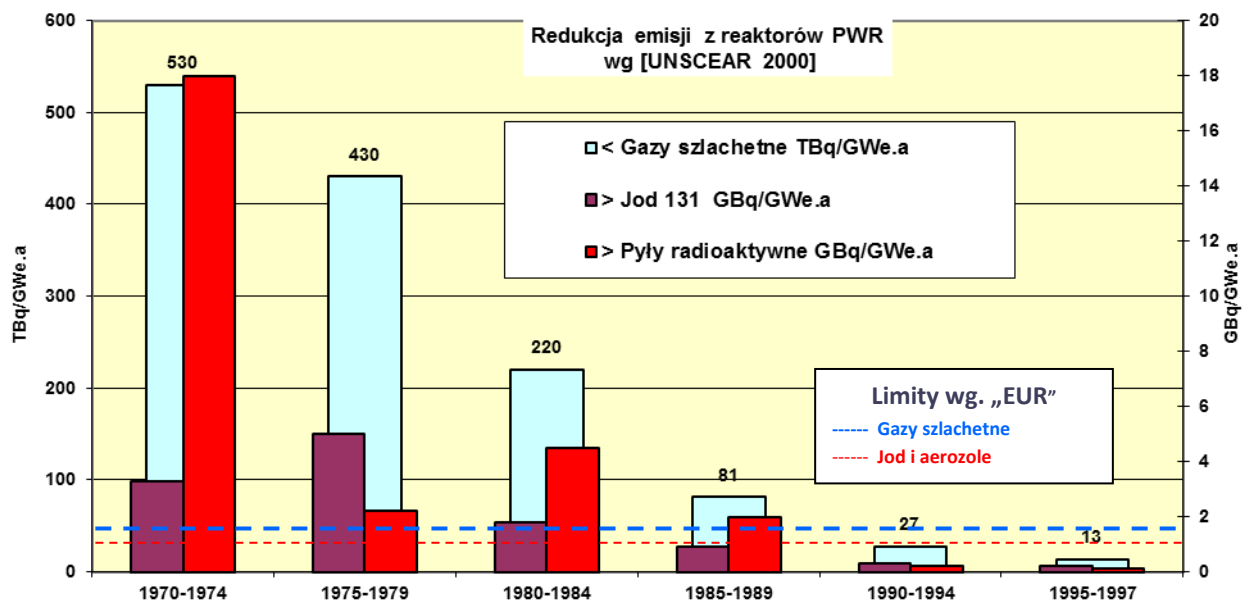
---

176 <http://www.familiesagainstcancer.org/?id=29>



Jednakże w reaktorach nowej generacji znacznie zredukowano wytwarzanie i uwalnianie do środowiska trytu (podobnie zresztą jak wszystkich innych substancji promieniotwórczych (Rysunek 79) 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.



Rysunek 79. Redukcja emisji z reaktorów PWR, dane liczbowe wg Raportu UNSCEAR<sup>177</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 SEA. 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 (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 będzie 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 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

177 UNSCEAR Report 2000: Sources and Effects of Ionizing Radiation.

głównie powodowana aktywnością izotopu K-40. Obszerne informacje na temat badań skażeń środowiska morskiego podano w pkt. 7.7.1.3 Prognozy SEA.

Emisje trytu podczas normalnej eksploatacji elektrowni jądrowych nie zagrażają zatem rolnictwu i wodom podziemnym. 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>178</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>179</sup>.

Wobec powyższego zarzut „obszernego skażenia gleby, roślin, ludzi i zwierząt promieniowaniem jonizującym” jest nieuzasadniony.

#### 2.6.6.2. Ocena oddziaływania elektrowni jądrowej na zasoby wodne

W Polsce szczegółowe i rygorystyczne regulacje w zakresie ochrony wód, 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>180</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 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: Główna Inspekcja Ochrony Środowiska oraz Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej i regionalne zarządy gospodarki wodnej.

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>181</sup>. Wykorzystanie nowoczesnych

---

178 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.

179 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.

180 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).

181 Komisja Europejska: Zintegrowane Zapobieganie i Ograniczanie Zanieczyszczeń (IPCC). Dokument referencyjny BAT dla najlepszych dostępnych technik w przemysłowych systemach chłodzenia. Grudzień 2001. Ministerstwo Środowiska.

rozwiązań, opartych o najlepsze światowe wzory i praktyki, umożliwi zminimalizowanie niekorzystnego oddziaływania 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>182</sup>.

Elektrownia jądrowa może być zlokalizowana jedynie w miejscu gdzie są wystarczające zasoby wód do chłodzenia, a niewystarczalność zasobów wodnych dyskwalifikuje określoną lokalizację. Wymóg zbadania wystarczalności zasobów wody chłodzącej zawarty jest w szczególności w polskim „rozporządzeniu lokalizacyjnym”<sup>183</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.*

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.

#### **2.6.6.2.1. Ocena oddziaływania skutków wdrożenia Programu Polskiej Energetyki Jądrowej na JCW**

W latach 2013-2014 zostaną przeprowadzone szczegółowe badania i analizy lokalizacyjne potencjalnych lokalizacji (Choczewo i Żarnowiec, plus ew. 2 dodatkowe lokalizacje – Gąski i 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

---

Warszawa, styczeń 2004. (tytuł oryginału: Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems).

182 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 (jednolity tekst ustawy Dz. U. 2013 nr 0 poz. 1235.)

183 „rozporządzenie lokalizacyjne” - Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 września 2012 roku 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)

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, także z uwzględnieniem 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 OOS) 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>184</sup>.

Na potrzeby niniejszego podsumowania przeprowadzono dodatkową analizę zawierającą identyfikację możliwego oddziaływania potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowych wynikających z ustaleń Programu Rozwoju Energetyki Jądrowej na cele ochrony jednolitych części wód. Analiza ta została przedstawiona poniżej i jest uzupełnieniem informacji zawartych w Prognozie

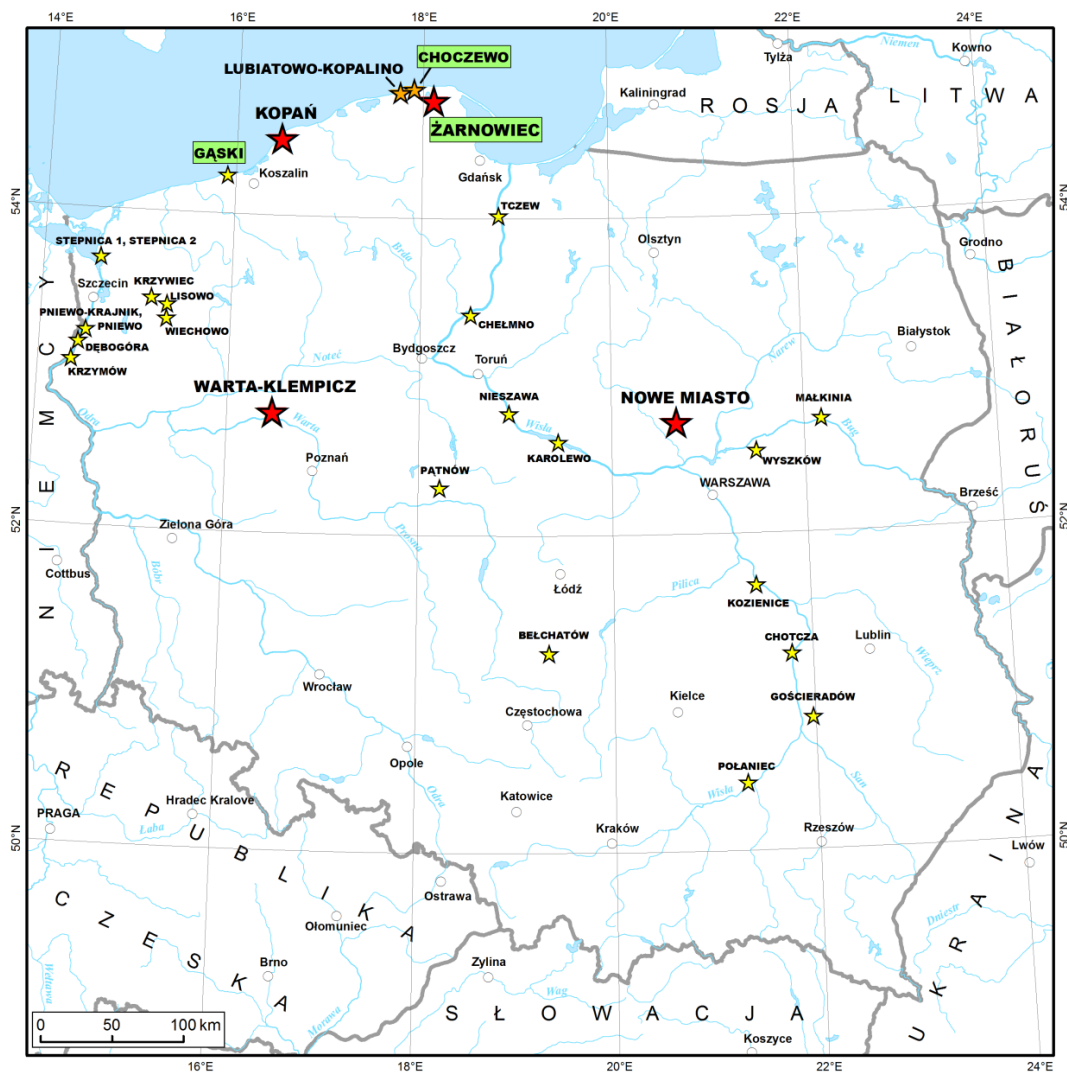
## **WSTĘP**





Analiza ma na celu diagnozę możliwego wpływu na cele ochrony wód Jednolitych Części Wód na terenie których wskazano możliwość lokalizacji Elektrowni Jądrowej. Należy podkreślić, że z uwagi na wczesny etap wdrażania Programu możliwa jest ocena jedynie potencjalnych oddziaływań na te cele. Szczegółowa analiza zostanie przeprowadzona podczas procedury oceny oddziaływania na środowisko lokalizacji wskazanych do dalszych badań. Uwzględniając wnioski wynikające z przeprowadzonego postępowania w sprawie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przedstawiono informację na temat JCW dla wszystkich potencjalnych lokalizacji oraz informację o większym poziomie szczegółowości dla siedmiu głównych lokalizacji zawartych w PPEJ (lokalizacje zalecane, rezerwowe i lokalizacja dodatkowa Gąski).

---

184 O ile nie zachodzą przesłanki, o których mowa w art. 38j ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. - Prawo wodne.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



-  lokalizacje zalecane
-  lokalizacje rezerwowe
-  pozostałe propozycje lokalizacji
-  potencjalne lokalizacje wybrane przez PGE Energia Jądrowa S.A.

Opracował: mgr Kacper Jancewicz

Źródła:  
 "Ekspertyza na temat kryteriów lokalizacji elektrowni jądrowych oraz wstępna ocena uzgodnionych lokalizacji"  
 "Projekt energetyki jądrowej; kolejne kroki",  
 PGE Energia Jądrowa SA, konferencja prasowa z 25-11-2011.  
 VMAP Level 0 ([www.gis-lab.info](http://www.gis-lab.info))

Rysunek 80. Lokalizacje EJ na terenie kraju (Źródło: Prognoza OOŚ PEJ)

## IDENTYFIKACJA JEDNOLITYCH CZĘŚCI WÓD W REJONIE POTENCJALNYCH LOKALIZACJI EJ

W poniższej tabeli zidentyfikowano JCW, w obszarze których wytypowano potencjalne lokalizacje Elektrowni jądrowych. Wskazano zarówno jednolite części wód powierzchniowych jak i podziemnych.

Tabela 19 Wykaz jednolitych części wód powierzchniowych i podziemnych na terenie których wskazano potencjalne lokalizacje EJ (kolorem szarym wskazano szczegółowiej analizowane lokalizacje).

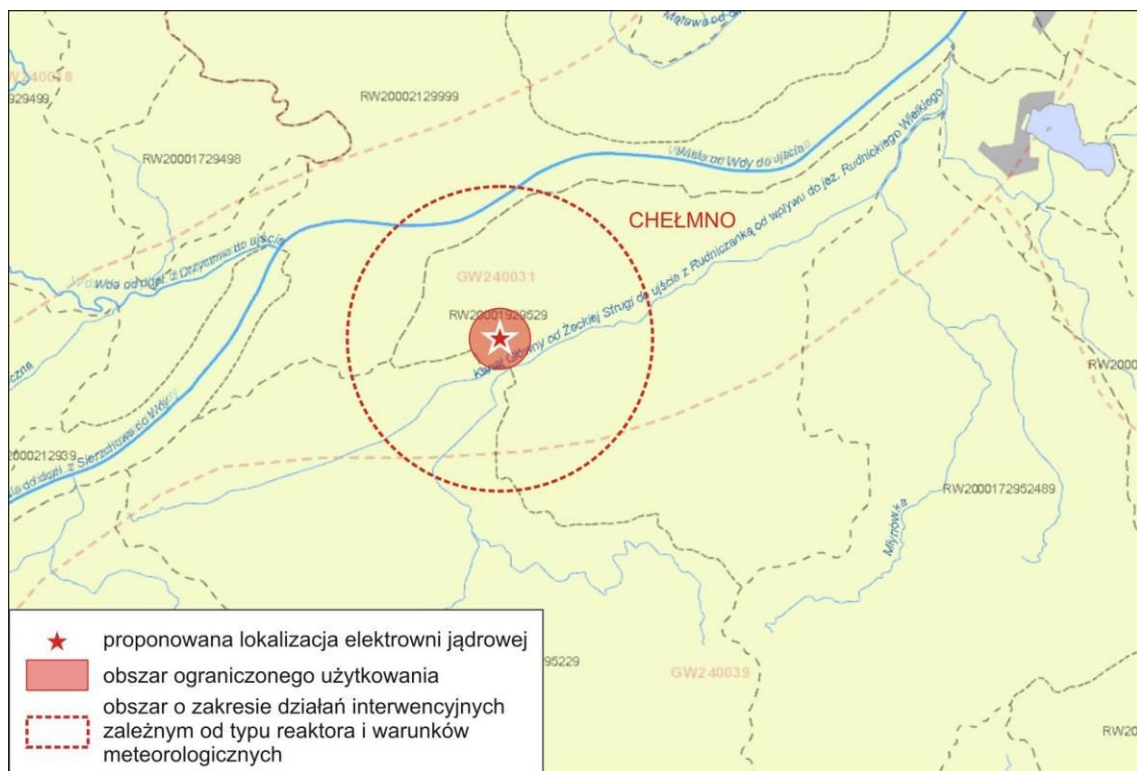
L.p.	Nazwa	Dane geograficzne	Rodzaj lokalizacji	Kod JCW	Kod JCWPd
1	Chełmno	Gm. Chełmno, Pow. Chełmno, Woj. Kujawsko-Pomorskie	Nadrzeczna - Wisła	RW20001929529	GW240031
2	Nieszawa	Gm. Nieszawa, Pow. Aleksandrów Kujawski, Woj. Kujawsko-Pomorskie	Nadrzeczna- Wisła	RW200017279329	GW240045
3	Gościeradów	Gm. Gościeradów, Pow. Kraśnik, Woj. Lubelskie	W głębi łądu (5 km od Wisły)	RW2000623269	GW2200127
4	Chotcza	Gm. Chotcza, Woj. Mazowieckie	W głębi łądu (5 km od Wisły)	RW2000212399	GW2300102
5	Bełchatów	Gm. Kleszczów, Pow. Bełchatów, Woj. Łódzkie	W głębi łądu	RW6000191825	GW650096
6	Karolewo	Gm. Nowy Duninów, Pow. Włocławek, Woj. Kujawsko-Pomorskie	Nadrzeczna- Wisła	RW20000275999	GW230047
7	Kozienice	Gm. Kozienice, Pow. Kozienice, Woj. Mazowieckie	Nadrzeczna- Wisła	RW2000212539	GW230099
8	Małkinia	Gm. Zaremby Kościelne, Pow. Ostrów Mazowiecka, Woj. Mazowieckie	W głębi łądu (2 km od Bugu)	RW200017266734/RW200017266729	GW230054
9	Nowe Miasto	Gm. Nowe Miasto, Pow. Płońsk, Woj. Mazowieckie	W głębi łądu	RW200024268899	GW230049
10	Wyszków	Gm. Zabrodzie, Pow. Wyszków, Woj. Mazowieckie	W głębi łądu	RW200017266949	GW230054
11	(podlaskie)	W trakcie wskazywania	Brak możliwości wskazania konkretnych JCW powierzchniowych i podziemnych.		
12	Choczewo	Gm. Choczewo, Pow. Wejherowo, Woj. Pomorskie	Nadmorska	CWDW1801	GW240013
13	Lubатовo-Kopalino	Gm. Choczewo, Pow. Wejherowo, Woj. Pomorskie	Nadmorska	CWDW1801	GW240011/GW240013

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

L.p.	Nazwa	Dane geograficzne	Rodzaj lokalizacji	Kod JCW	Kod JCWPd
14	Tczew	Gm. Tczew, Pow. Tczew, Woj. Pomorskie	Nadrzeczna - Wisła	RW20002129999	GW240031
15	Żarnowiec	Gm. Krokowa, Pow. Wejherowo, Woj. Pomorskie	Nadjeziorna - Jezioro Żarnowieckie	RW200017477259	GW240013
16	Połaniec	Gm. Połaniec, Pow. Staszów, Woj. Świętokrzyskie	Nadrzeczna - Wisła	RW20002121799	GW2200122
17	Pątnów	Gm. Konin, Pow. Konin, Woj. Wielkopolskie	Nadjeziorna - Jezioro Pątnowskie	RW60002318345299	GW650064
18	Warta-Klempicz	Gm. Lubasz, Pow. Piła, Woj. Wielkopolskie	W głębi lądu	RW600017187329	GW650042
19	Kopań	Gm. Darłowo, Pow. Sławno, Woj. Zachodniopomorskie	Nadmorska	RW6000047149	GW680010
20	Krzywiec	Gm. Marianowo, Pow. Stargard Szczeciński, Woj. Zachodniopomorskie	W głębi lądu	RW600016198869	GW69007
21	Lisowo	Gm. Marianowo, Pow. Stargard Szczeciński, Woj. Zachodniopomorskie	W głębi lądu	RW600016198869	GW69007
22	Wiechowo	Gm. Marianowo, Pow. Stargard Szczeciński, Woj. Zachodniopomorskie	W głębi lądu	RW600016198889	GW69007
23	Pniewo	Gm. Gryfino, Pow. Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Nadrzeczna	RW6000211971	GW69004
24	Pniewo-Krajnik	Gm. Gryfino, Pow. Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Nadrzeczna	RW60001719314	GW69004
25	Dębogóra	Gm. Widuchowa, Pow. Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Nadrzeczna	RW6000211971	GW690024
26	Krzymów	Gm. Chojna, Pow. Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Nadrzeczna	RW60002419189	GW690024
27	Stepnica 1	Gm. Stepnica, Woj. Zachodniopomorskie	Zalew	TWIWB8	GW67002
28	Stepnica 2	Gm. Stepnica, Woj. Zachodniopomorskie	Zalew	RW6000173148	GW67002
29	Gąski	Gm. Mielno, Woj. Zachodniopomorskie	Nadmorska	CWDO1505	GW68009

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

Wszystkie potencjalne lokalizacje na tle sieci hydrograficznej oraz podziału na jednolite części wód wskazano na poniższych rycinach (wszystkie ryciny stanowią opracowanie własne na podstawie danych z [geoportal.kzgw.gov.pl](http://geoportal.kzgw.gov.pl)).



Rysunek 81. Potencjalna lokalizacja EJ Chełmno na tle JCW



Rysunek 82. Potencjalna lokalizacja EJ Nieszawa na tle JCW



Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 83. Potencjalna lokalizacja EJ Gościeradów na tle JCW



Rysunek 84. Potencjalna lokalizacja EJ Chotcza na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 85. Potencjalna lokalizacja EJ Bełchatów na tle JCW



Rysunek 86. Potencjalna lokalizacja EJ Karolewo na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 87. Potencjalna lokalizacja EJ Koziernice na tle JCW



Rysunek 88. Potencjalna lokalizacja EJ Małkinia na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 89. Potencjalna lokalizacja EJ Nowe Miasto na tle JCW



Rysunek 90. Potencjalna lokalizacja EJ Wyszaków na tle JCW

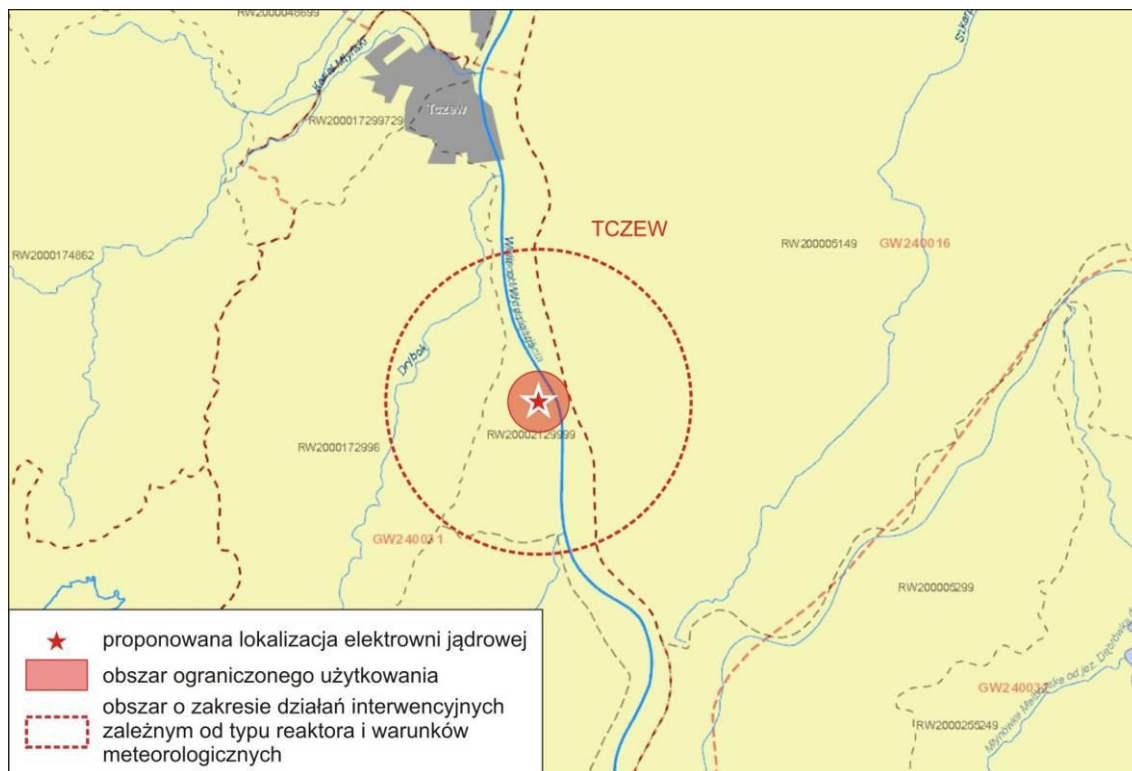


Rysunek 91. Potencjalna lokalizacja EJ Choczewo na tle JCW



Rysunek 92. Potencjalna lokalizacja EJ Lubatowo-Kopalino na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

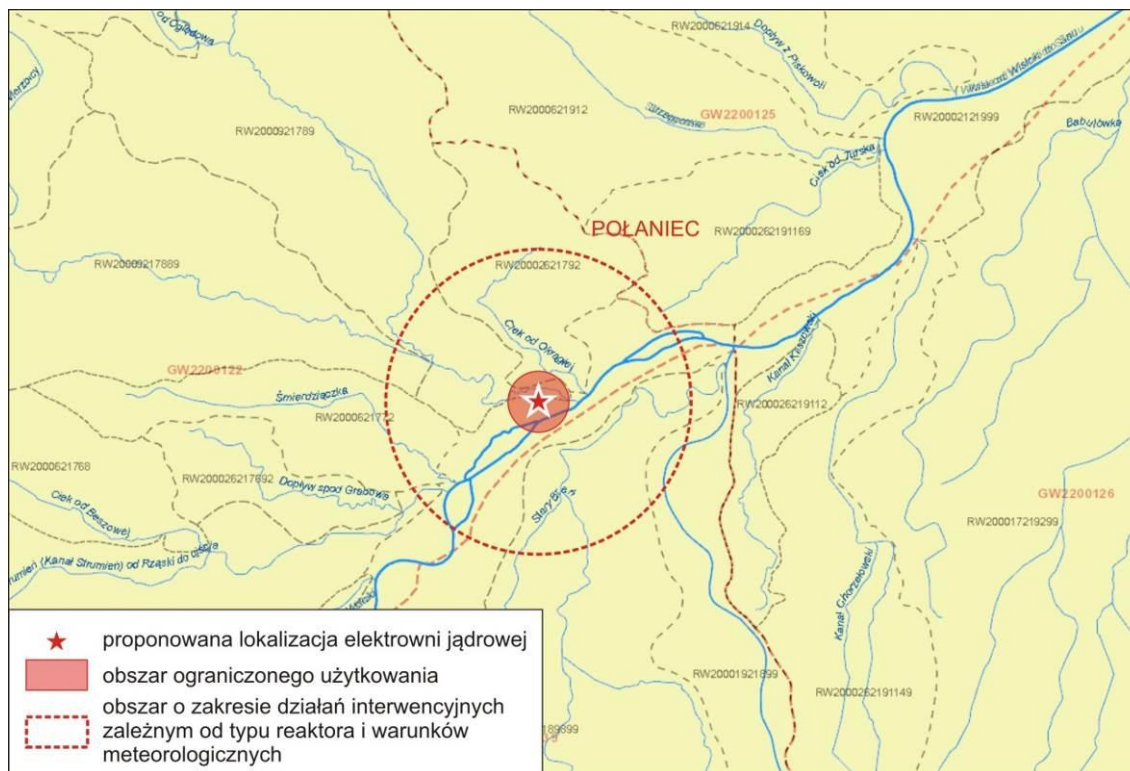


Rysunek 93. Potencjalna lokalizacja EJ Tczew na tle JCW



Rysunek 94. Potencjalna lokalizacja EJ Tczew na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 95. Potencjalna lokalizacja EJ Połaniec na tle JCW



Rysunek 96. Potencjalna lokalizacja EJ Pątnów na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 97. Potencjalna lokalizacja EJ Warta-Klempicz na tle JCW



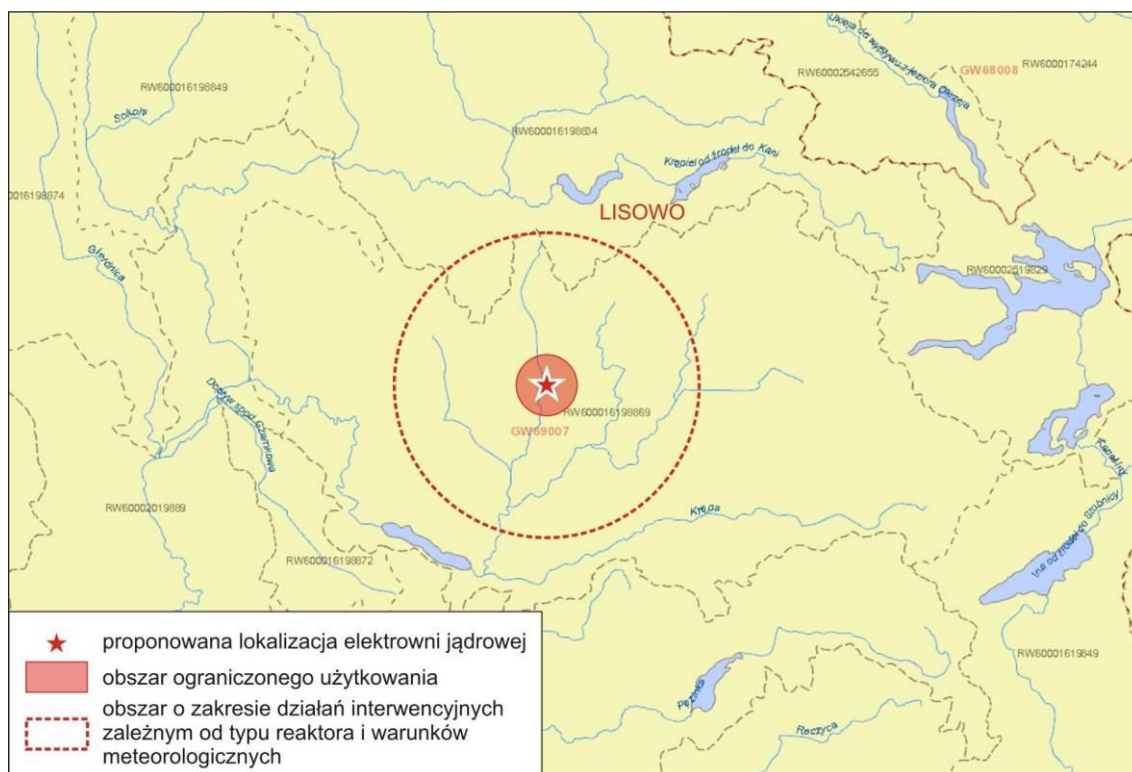
Rysunek 98. Potencjalna lokalizacja EJ Kopań na tle JCW



Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 99. Potencjalna lokalizacja EJ Krzywicz na tle JCW

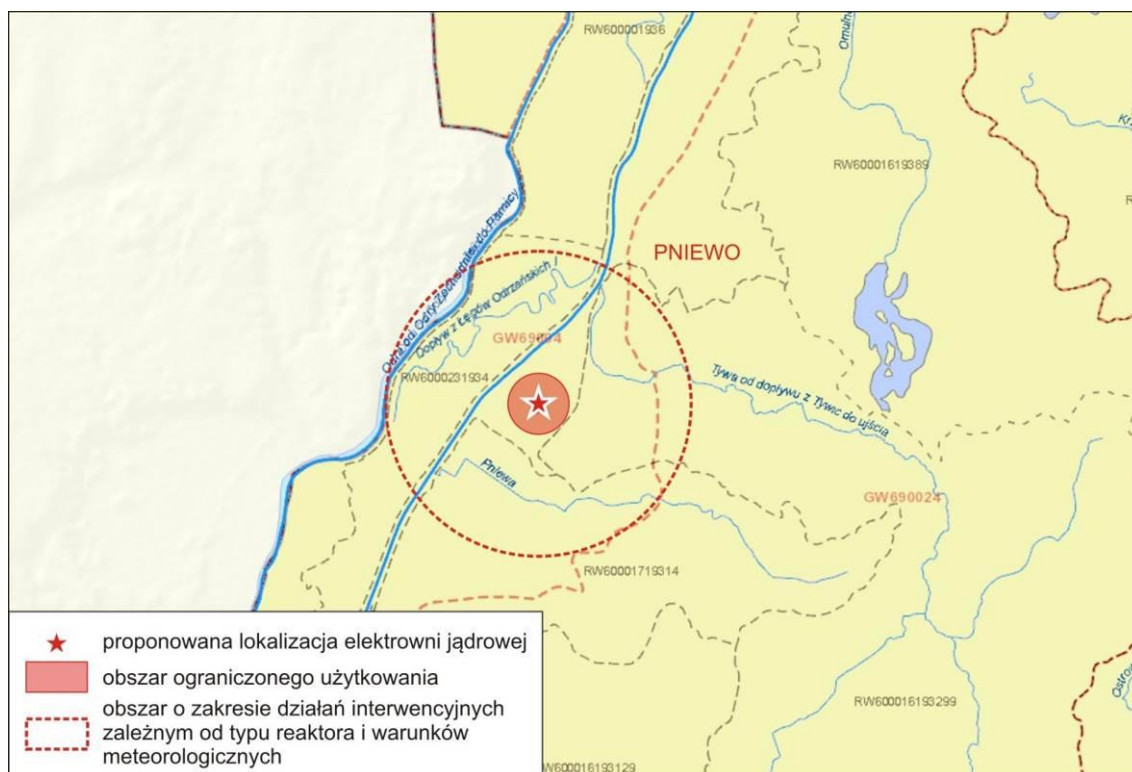


Rysunek 100. Potencjalna lokalizacja EJ Lisowo na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

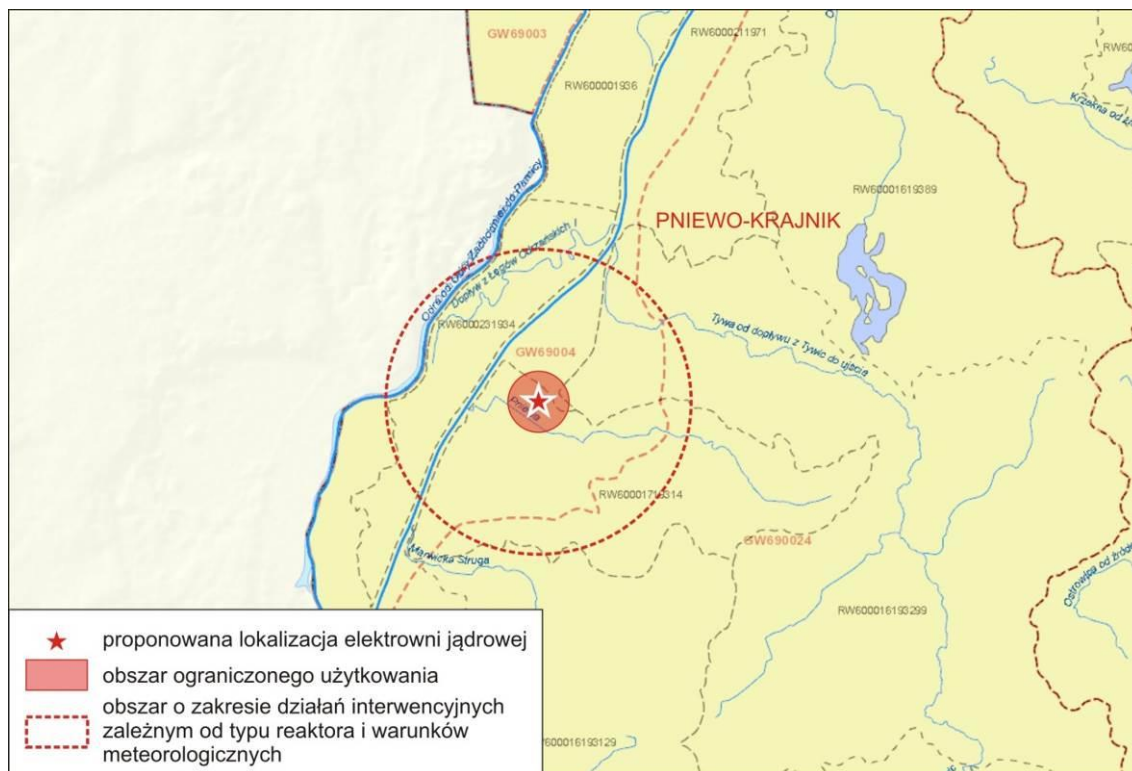


Rysunek 101. Potencjalna lokalizacja EJ Wiechowo na tle JCW



Rysunek 102. Potencjalna lokalizacja EJ Pniewo na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 103. Potencjalna lokalizacja EJ Pniewo-Krajnik na tle JCW



Rysunek 104. Potencjalna lokalizacja EJ Dębogóra na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 105. Potencjalna lokalizacja EJ Krzymów na tle JCW



Rysunek 106. Potencjalna lokalizacja EJ Stepnica 1 na tle JCW

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej



Rysunek 107. Potencjalna lokalizacja EJ Stepnica 2 na tle JCW



Rysunek 108. Potencjalna lokalizacja EJ Gąski na tle JCW

## MOŻLIWE CZYNNIKI ODDZIAŁYWANIA EJ NA JCW

W prognozie OOŚ dla PEJ zidentyfikowano następujące możliwe oddziaływania na wody powierzchniowe i podziemne:

Oddziaływanie na wody powierzchniowe	
<b>BUDOWA</b>	<p>Nie przewiduje się znaczącego niekorzystnego wpływu budowy na wody powierzchniowe. Mogą mieć miejsce jedynie lokalne zmiany obiegu wody związane z odpompowywaniem wód podziemnych z wykopów budowlanych i ich spuszczeniem do zbiorników wód powierzchniowych.</p> <hr/> <p><b>Emisja ciepła do wód powierzchniowych</b> powoduje podniesienie ich temperatury. Istnieją ograniczenia prawne dotyczące dozwolonych limitów podgrzania wód powierzchniowych. Wprowadzane podgrzane wody nie mogą przekroczyć temperatury 35°C dla rzek i mórz, oraz 26°C dla jezior i ich dopływów.</p> <p>Nadmierny wzrost temperatury wód powierzchniowych może powodować szybszy rozwój organizmów wodnych, a w konsekwencji przeżyźnienie wód powierzchniowych. Temperatura wody ma bezpośredni wpływ na wszystkie formy życia i ich procesy fizjologiczne oraz pośrednio wpływa na ilość rozpuszczonego tlenu w wodzie. Ogrzanie wody zmniejsza rozpuszczalność tlenu w wodzie i przyspiesza rozkład substancji organicznej, co powoduje szybsze zużywanie tlenu.</p> <p>Wielkość zwiększenia temperatury wód, do których odprowadzane będzie ciepło, może być obliczone tylko dla konkretnej lokalizacji inwestycji. Taka szczegółowa analiza będzie wykonana po dokonaniu wyboru lokalizacji inwestycji, a na jej podstawie będzie można precyzyjnie określić wielkość podgrzania w °C. W trakcie eksploatacji elektrowni jądrowej wykorzystywany w celach chłodniczych zbiornik wodny będzie szczegółowo badany, w celu określenia zasięgu i charakteru oddziaływań spuszczonego ciepła.</p> <hr/> <p><b>Zanieczyszczenia środkami chemicznymi</b> są wprowadzane do wód na skutek: stosowanych środków zapobiegających powstawaniu osadów na powierzchniach urządzeń układu wody chłodzącej, stosowanych środków dezynfekujących oraz produktów korozji wymienników ciepła i rurociągów.</p> <p>W <i>elektrowniach nadrzecznych</i> wymagane jest uzdatnianie wody uzupełniającej układ chłodzenia lub wody chłodzącej. W efekcie stosowania różnych metod uzdatniania powstają osady mogące zawierać niektóre metale ciężkie. Osady te są zbierane w specjalnych osadnikach, zagęszczane, osuszane i usuwane na hałdy. Nie odnotowano żadnych negatywnych oddziaływań związanych ze składowaniem osadów tego typu na hałdach. W związku z usuwaniem wapnia i magnezu w postaci osadu wody oddawane do zbiornika wykazują niższą zawartość składników rozpuszczonych niż wody pobierane.</p> <p>W <i>elektrowniach nadmorskich</i> istnieje szczególna konieczność stosowania chloru, w celu utrzymania odpowiedniej czystości wykorzystywanej w obiegach wody. Chlor, wchodząc w reakcję ze związkami organicznymi może tworzyć szkodliwe związki chemiczne.</p> <p>Jeśli stężenia poszczególnych substancji chemicznych w oddawanych wodach wprowadzanych do zbiorników powierzchniowych nie przekraczają 1% ustalone normy, ich oddziaływanie można uznać za zanedbywalne. Jedynymi substancjami przekraczającymi wyznaczoną normę są związki utleniające, które są bardzo nietrwałe, szybko się rozkładają, więc obszar przekroczeń normy będzie ograniczony do bezpośredniego otoczenia miejsca spuszczenia wody.</p> <hr/> <p>Potencjalnie jedynie w wyniku bardzo poważnej awarii możliwy jest wyciek substancji radioaktywnych do wód. Jednak w najnowszych reaktorach stosuje się dodatkowe układy i konstrukcje chroniące integralność obudowy bezpieczeństwa wraz z płytą fundamentową. Zagrożenie wyciekami substancji radioaktywnych jest więc w zasadzie ograniczone do zera.</p> <p>Jednak w przypadku awaryjnego uwolnienia substancji radioaktywnych do atmosfery, cząsteczki radioaktywne będą powoli osadzały się na powierzchni ziemi lub będą wymywane szybko przez opady deszczu lub śniegu, trafiając ostatecznie do zbiorników wód powierzchniowych. W zależności od panujących warunków atmosferycznych, potencjalnie może więc nastąpić skażenie wód powierzchniowych.</p>
<b>EKSPLOATACJA</b>	<p style="text-align: center;">Wystąpienie awarii</p>
<b>LIKWIDACJA</b>	<p>Na etapie likwidacji elektrowni nie przewiduje się negatywnych oddziaływań na wody powierzchniowe.</p>

Oddziaływanie na wody podziemne

BUDOWA	<p><b>Zanieczyszczenie wód</b> na etapie budowy jest możliwe na obszarach, gdzie istnieje wysoka i bardzo wysoka wrażliwość na zanieczyszczenie wód podziemnych, związana z brakiem izolacji wód podziemnych od powierzchni terenu. Najbardziej korzystnym obszarem pod względem zabezpieczenia wód podziemnych przed potencjalnym zanieczyszczeniem będą tereny gdzie wody podziemne są oddzielone od powierzchni terenu warstwą glin, które nie pozwalają na przepływ wody.</p> <p><b>Zmiana stosunków wodnych</b> może nastąpić na skutek prac ziemnych, szczególnie tam, gdzie wody podziemne występują płytko pod powierzchnią terenu. Głębokie wykopy wymagają intensywnego odwadniania, które mogą wpłynąć na osuszanie terenów przyległych. Jednakże w przypadku elektrowni jądrowych głębokość wykopów nie jest szczególnie duża – maksymalnie do 14.00 m.</p> <p>Duży obszar uszczelnienia powierzchni terenu poprzez budowę elektrowni oraz infrastruktury przyległej może wpływać na lokalne zmiany poziomu wody w płytkich wodach podziemnych, a tym samym na lokalne osuszanie powierzchni terenu.</p>
	<p><b>Potencjalne zanieczyszczenie wód podziemnych</b> jest mało prawdopodobne, gdyż konstrukcje, układy i urządzenia elektrowni zostaną wybudowane zgodnie z surowymi standardami kontroli jakości, normami ochrony środowiska, dozorowymi, oraz standardami wymagającymi użycie najlepszych dostępnych technologii, przez co zostaną zminimalizowane potencjalne możliwości nieplanowanych uwolnień szkodliwych substancji do gruntów. Zbiorniki magazynowe, składy substancji chemicznych, rejon przetłokowania paliwa i wykonywania innych czynności, przy których mogłoby dojść do skażenia środowiska będą lokalizowane na utwardzonych nawierzchniach lub otoczone szczelnymi barierami zatrzymującymi ewentualne przecieki. Dlatego, o ile nie wystąpi jakaś nieprzewidziana awaria, eksploatacja elektrowni nie będzie miała żadnego wpływu na jakość gruntów i wód gruntowych.</p> <p>W celu kontroli jakości wód podziemnych w otoczeniu elektrowni pobierane będą próbki wód podziemnych, celem wykrycia jakichkolwiek ewentualnych zanieczyszczeń.</p> <p><b>Potencjalne zmiany poziomu wód podziemnych</b> mogą wystąpić na skutek uszczelnienia znacznej powierzchni terenu, co skutkuje ograniczeniem przesiąkania wód. Poziom wód gruntowych będzie kontrolowany i określany będzie wpływ budowl na lokalne zmiany przepływów wód gruntowych w otoczeniu budynków.</p> <p><b>Wystąpienie awarii</b></p> <p><b>Uwolnienie substancji promieniotwórczych</b> może nastąpić jedynie w wyniku bardzo poważnej awarii. Jednak w najnowszych reaktorach stosuje się dodatkowe układy i konstrukcje chroniące integralność obudowy bezpieczeństwa wraz z płytą fundamentową. Polskie przepisy nie zezwalają na budowę reaktorów, w których brak jest takich systemów ochrony obudowy bezpieczeństwa. Zagrożenie wyciekami substancji radioaktywnych jest więc w zasadzie ograniczone do zera.</p> <p><b>Uwolnienie substancji innych niż promieniotwórcze</b> może wystąpić w związku z niekontrolowanymi wyciekami. Dlatego zaprojektowanie awaryjnych zbiorników gromadzenia wód oraz opracowanie zasad postępowania w razie wystąpienia awarii będzie istotnym i bardzo ważnym elementem w czasie etapu projektowania i budowy. W razie jakiegokolwiek awaryjnego uwolnienia zanieczyszczeń, zostanie wdrożona procedura awaryjna by wykryć i zneutralizować źródło wycieku oraz skażony grunt, celem zapobieżenia zanieczyszczeniu wód gruntowych.</p>
LIKwidacja	<p>Całkowita likwidacja zabudowań i infrastruktury towarzyszącej wraz z powierzchniami uszczelnionymi wpłynie pozytywnie na zasoby wód poprzez zwiększenie powierzchni infiltracyjnej.</p>

W związku z powyższym jako najistotniejsze czynniki oddziaływania na hydrobiologiczne, hydromorfologiczne i fizykochemiczne elementy stanu Jednolitych Części Wód można wskazać:

**ETAP REALIZACJI**

- przekształcenie elementów hydromorfologicznych źródeł poboru wody chłodniczej i jej odbiornika poprzez budowę koniecznych ujęć i zrzutów;

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

- przekształcenie lub zniszczenie siedlisk makrolitów, fitobentosu i zoobentosu, ichtiofauny, herpetofauny itp.;
- możliwa emisja zanieczyszczeń do wód na skutek prowadzonych prac budowlanych;
- możliwe czasowe zaburzenie stosunków wodnych na skutek realizacji głębokich prac ziemnych i konieczności ich odwadniania.

**ETAP EKSPLOATACJI**

- zmiana reżimu hydrologicznego spowodowana poborem wody do celów chłodniczych;
- zmiana termiki i chemizmu wód odbiornika skutkująca zmianą warunków siedliskowych flory i fauny wodnej (oddziaływanie istotne jest w przypadku otwartych systemów chłodniczych);
- oddziaływanie na ichtiofaunę i bentos polegające na zasysaniu osobników do systemu chłodzenia powodujące ich wzmożoną śmiertelność;
- zagrożenie radiologiczne w przypadku awarii technicznej mogące skutkować skażeniem środowiska wodnego;

**ETAP LIKWIDACJI**

- możliwa emisja zanieczyszczeń do wód na skutek prowadzonych prac budowlanych.

**MOŻLIWE RECYPIENTY ODDZIAŁYWANIA EJ NA WSKAŹNIKI STANU WÓD**

Wymienione czynniki oddziaływania przedsięwzięcia mogą mieć wpływ na następujące elementy jakości wód:

***ELEMENTY BIOLOGICZNE***

Na etapie budowy elektrowni może dojść do lokalnego przekształcenia siedlisk organizmów wodnych stanowiących o stanie lub potencjale ekologicznym JCW (fitobentos, zoobentos, ichtiofauna, makrolity itp.), jak również siedlisk od wód zależnych, w tym siedlisk potencjalnie wchodzących w skład sieci obszarów chronionych. Do oddziaływań na elementy hydrobiologiczne może dochodzić również na skutek przedostawania się do wody zanieczyszczeń chemicznych generowanych pracami budowlanymi, lub próbnym rozruchem elektrowni. Na etapie eksploatacji może dochodzić do zmiany warunków siedliskowych w kontekście zmiany termiki i chemizmu wód odbiornika, a przez to wpływać na zmianę jego stanu lub potencjału ekologicznego. Istotnym oddziaływaniem może być zasysanie zoo i fito bentosu oraz ichtiofauny do systemu chłodniczego powodując wzmożoną śmiertelność osobników gatunków chronionych.

***ELEMENTY HYDROMORFOLOGICZNE***

Na etapie budowy elektrowni z uwagi na konieczność budowy ujęć wód chłodniczych oraz odprowadzenia pochłodniczych może dojść do przekształcenia elementów hydromorfologicznych odbiornika. Na etapie eksploatacji z uwagi na konieczność poboru dużej ilości wód może dojść do zmiany reżimu hydrologicznego odbiornika. Największe oddziaływania tego typu generują otwarte systemy chłodnicze, natomiast odpowiednio mniejsze systemy zamknięte. Z uwagi na brak



konkretnych decyzji w zakresie wyboru technologii trudno na obecnym etapie wnioskować o ich skali. Ważnym oddziaływaniem mogącym mieć wpływ na ciągłość hydromorfologiczną cieków będących źródłami wód chłodniczych może być konieczność ich spiętrzenia w celu zapewnienia odpowiednich zasobów do poboru wód chłodniczych.

#### ***ELEMENTY FIZYKOCHEMICZNE***

Poza możliwym krótkoterminowym oddziaływaniem na wskaźniki fizykochemiczne na skutek przedostawania się do wód zanieczyszczeń powodowanych pracami budowlanymi (głównie zawiesiny, potencjalnie substancje ropopochodne), podstawowym oddziaływaniem w zakresie tych elementów jest zmiana termiki wód odbiornika na skutek zrzutu wód pochłodniczych w otwartych systemach chłodniczych. Woda pobierana do systemu podlega również uzdatnieniu w związku z czym zmieniają się jej parametry chemiczne w zakresie zasolenia, pH i zawartości chloru. Może to prowadzić do zmiany chemizmu wód odbiornika a co za tym idzie pogorszyć jego stan chemiczny. W trakcie eksploatacji uwalniane mogą być do wód również nie wielkie dawki promieniowania. Są to jednak wartości znacznie poniżej dopuszczalnych norm i nie powinny skutkować zagrożeniem celów środowiskowych.

#### **IDENTYFIKACJA MOŻLIWEGO WPŁYWU LOKALIZACJI NA STAN I CELE OCHRONY WÓD PODZIEMNYCH I POWIERZCHNIOWYCH**

W poniższych tabelach przedstawiono potencjalną możliwość oddziaływania analizowanych lokalizacji EJ na stan i cele ochrony wód podziemnych JCW w ich zasięgu.

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

Nazwa lokalizacji	Jednolita część wód		Lokalizacja					Status	Ocena stanu	Ocena ryzyka nieosiągnięcia celów środowiskowych	Derogacje	Uzasadnienie derogacji
	Europejski kod JCWPd	Nazwa JCWPd	Scalona część wód	Region wodny	Obszar dorzecza		RZGW					
					Kod	Nazwa						
Nowe Miasto	PLGW230049	49	-	region wodny Środkowej Wisły	2000	obszar dorzecza Wisły	RZGW w Warszawie	wody podziemne	dobry	niezagrożona	-	-
Choczewo	PLGW240013	13	-	region wodny Dolnej Wisły	2000	obszar dorzecza Wisły	RZGW w Gdańsku	wody podziemne	dobry	niezagrożona	-	-
Lubатовo-Kopalino	PLGW240011 / PLGW240013	11	-	region wodny Dolnej Wisły	2000	obszar dorzecza Wisły	RZGW w Gdańsku	wody podziemne	dobry	niezagrożona	-	-
Żarnowiec	PLGW240013	13	-	region wodny Dolnej Wisły	2000	obszar dorzecza Wisły	RZGW w Gdańsku	wody podziemne	dobry	niezagrożona	-	-
Warta-Klempicz	PLGW650042	42	-	region wodny Warty	6000	obszar dorzecza Odry	RZGW w Poznaniu	wody podziemne	dobry	niezagrożona	-	-
Kopań	PLGW680010	10	-	region wodny Dolnej Odry i Przymorza Zachodniego	6000	obszar dorzecza Odry	RZGW w Szczecinie	wody podziemne	dobry	niezagrożona	-	-
Gąski	PLGW68009	9	-	region wodny Dolnej Odry i Przymorza Zachodniego	6000	obszar dorzecza Odry	RZGW w Szczecinie	wody podziemne	dobry	niezagrożona	-	-

Wszystkie wskazane potencjalne lokalizacje znajdują się obrębie jednolitych części wód podziemnych o zidentyfikowanym dobrym stanie i niezagrażonym osiągnięciu celów środowiskowych w perspektywie roku 2015. Zgodnie z Art. 38e. Ustawy Prawo Wodne celem środowiskowym dla Jednolitych Części Wód podziemnych jest:

- zapobieganie lub ograniczanie wprowadzania do nich zanieczyszczeń;
- zapobieganie pogorszeniu oraz poprawa ich stanu;
- ochrona i podejmowanie działań naprawczych, a także zapewnianie równowagi między poborem a zasilaniem tych wód, tak aby osiągnąć ich dobry stan.

Z uwagi na brak zdiagnozowanych istotnych negatywnych oddziaływań EJ na wody podziemne w trakcie normalnej eksploatacji nie przewiduje się negatywnego wpływu na cele ochrony jednolitych części wód podziemnych. Do zagrożenia celów może dojść jedynie w przypadku wystąpienia poważnej awarii związanej wyciekami radiologicznymi. Do lokalnych i czasowych oddziaływań może dojść jedynie na etapie budowy w wyniku konieczności prowadzenia i odwodnienia głębokich prac ziemnych.

Nazwa lokalizacji	Jednolita część wód podziemnych		Lokalizacja					Status	Ocena stanu	Ocena ryzyka nieosiągnięcia celów środowiskowych	Derogacje	Uzasadnienie derogacji
	Europejski kod JCWP	Nazwa JCWP	Scalona część wód	Region wodny	Obszar dorzecza		RZGW					
					Kod	Nazwa						
<b>Warta-Klempicz</b>	PLRW600017187329	Smolnica	W1202	region wodny Warty	6000	obszar dorzecza Odry	RZGW w Poznaniu	naturalna część wód	dobry	niezagrożona	-	-
<b>Nowe Miasto</b>	PLRW200024268899	Sona od doływu spod Kraszewa do ujścia	SW1614	region wodny Środkowej Wisły	2000	obszar dorzecza Wisły	RZGW w Warszawie	naturalna część wód	zły	zagrożona	4(4) - 1	Stopień zanieczyszczenia wód spowodowanego rodzajem użytkowania gruntów w zlewni, uniemożliwia osiągnięcie założonych celów środowiskowych w wymaganym czasie. Brak jest środków technicznych

Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej

												umożliwiających przywrócenie odpowiedniego stanu wód.
<b>Żarnowiec</b>	PLRW200017477259	Piaśnica do wypływu z jez. Żarnowieckiego	DW1801	region wodny Dolnej Wisły	2000	obszar dorzecza Wisły	RZGW w Gdańsku	silnie zmieniona część wód	zły	zagrożona	4(5) - 1	Wpływ działalności antropogenicznej na stan JCW generuje konieczność przesunięcia w czasie osiągnięcia celów środowiskowych z uwagi na brak rozwiązań technicznych możliwych do zastosowania w celu poprawy stanu JCW.
<b>Kopań</b>	PLRW6000047149	Głównica z jeziorami Kopań i Wicko	DO1603	region wodny Dolnej Odry i Przymorza Zachodniego	6000	obszar dorzecza Odry	RZGW w Szczecinie	naturalna część wód	dobry	niezagrożona	-	-
<b>Lokalizacje nadmorskie</b>												
<b>Nazwa</b>	<b>Kod JCW</b>		<b>Identyfikacja KZGW</b>				<b>SCW</b>					
<b>Gąski</b>	CWDO1505		bezpośrednia zlewnia morza				CWDO1504					
<b>Choczewo</b>	CWDW1801		bezpośrednia zlewnia morza				DW1801					
<b>Lubатовo-Kopalino</b>	CWDW1801		bezpośrednia zlewnia morza				DW1801					

Spośród lokalizacji nadrzecznych przeważają naturalne części wód (Nowe Miasto, Warta-Klempicz) wśród nich dwie charakteryzują się dobrym stanem i niezagrażoną realizacją celów środowiskowych. Zgodnie z Art. 38d. ust. 1 Ustawy Prawo Wodne celem środowiskowym dla jednolitych części wód powierzchniowych niewyznaczonych jako sztuczne lub silnie zmienione jest ochrona, poprawa oraz przywracanie stanu jednolitych części wód powierzchniowych, tak aby osiągnąć dobry stan tych wód do roku 2015, z zastrzeżeniem Art. 38g. Z uwagi na perspektywę wdrażania Programu Rozwoju Energetyki Jądrowej nie przewiduje się zagrożenia wskazanych celów. W perspektywie późniejszej może dojść do wpływu na stan JCW z uwagi na prognozowane możliwe oddziaływania. Jednak ich skalę istotność będzie można ocenić dopiero na etapie projektowym przedsięwzięcia. Potencjalna lokalizacja w Nowym Mieście znajduje się w obrębie JCW o złym stanie wód i zagrożonej realizacji celów środowiskowych, w związku z czym objęto ją derogacją czasową ich osiągnięcia. Z uwagi na obecny status i zastosowaną derogację budowa EJ może wpływać na pogorszenie możliwości osiągnięcia celu środowiskowego JCW. Potencjalna lokalizacja w Żarnowcu znajduje się w obrębie JCW uznanej za silnie zmienioną i zagrożonej realizacji celu środowiskowego. Z tego powodu objęto ją derogacją czasową. Zgodnie z Art. 38d. ust. 2 Ustawy Prawo Wodne celem środowiskowym dla sztucznych i silnie zmienionych jednolitych części wód powierzchniowych jest ochrona tych wód oraz poprawa ich potencjału i stanu, tak aby osiągnąć dobry potencjał ekologiczny i dobry stan chemiczny sztucznych i silnie zmienionych jednolitych części wód powierzchniowych. Z uwagi na obecny status i zastosowaną derogację oraz zdiagnozowany typ JCW istnieje mniejsze prawdopodobieństwo że budowa EJ może wpłynąć na pogorszenie możliwości osiągnięcia jej celu środowiskowego.

W przypadku JCW zidentyfikowanych jako morskie Polska wciąż opracowuje metodykę i zasady oceny wpływu na ich cele środowiskowe. Zgodnie art. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/56/WE z dnia 17 czerwca 2008 r. ustanawiającej ramy działań Wspólnoty w dziedzinie polityki środowiska morskiego (dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej) transponowanej do prawa Polskiego, podstawowymi celami środowiskowymi w odniesieniu do wód morskich jest utrzymywanie lub poprawa ich jakości, w szczególności poprzez:

- ochronę i zachowanie środowiska morskiego, zapobieganie jego degradacji lub, gdy jest to wykonalne, odtwarzanie ekosystemów morskich na obszarach, gdzie uległy one niekorzystnemu oddziaływaniu;
- zapobieganie i stopniową eliminację zanieczyszczenia środowiska morskiego, w celu wykluczenia znacznego wpływu na biologiczną różnorodność morską, ekosystemy morskie, zdrowie ludzkie, zgodne z prawem korzystanie z morza lub znaczne dla nich zagrożenie.

Z uwagi na bardzo prawdopodobne zastosowanie otwartych systemów chłodzenia w lokalizacjach nadmorskich, a co za tym idzie możliwości znaczącego wpływu na termikę i chemizm wód Bałtyku, może dojść do istotnego oddziaływania na cele środowiskowe JCW morskich, dlatego zagadnienia te poddać należy szczegółowej analizie na etapie OOS, po zakończeniu prac nad wdrożeniem metodyki określania i oceny celów środowiskowych dla wód morskich.

## 2.7. ODDZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z CYKLU PALIWOWEGO

### 2.7.1. Dyskusja z tezą, że wydobycie uranu jest bardziej szkodliwe niż wydobycie węgla

Wielkość zużycia paliwa w reaktorze III generacji wynosi poniżej 20 ton rocznie dla reaktora o mocy 1000 MWe. Wielkość ta została podana w kontekście łatwości transportu takiej ilości paliwa do elektrowni. Oczywiście jest, że taki transport jest znacznie łatwiejszy, mniej energochłonny i powodujący dużo mniejsze zanieczyszczenie środowiska niż transport 3 milionów ton węgla. Strona austriacka proponuje porównywać 3 miliony ton węgla nie z paliwem jądrowym, ale z rudą uranową. Jest to nieprawidłowe podejście, bo rudy uranowej nie transportujemy do elektrowni, pozostaje ona na miejscu w kopalni, natomiast węgiel tak. Można natomiast porównywać zanieczyszczenie środowiska i straty zdrowia ludzi przy wydobyciu węgla i przy wydobyciu rudy uranowej.

Na podstawie analizy warunków wydobycia rudy uranowej takich miejscach jak: Niger, gdzie działa firma AREVA, Namibia gdzie znajduje się kopalnia Rossing, oraz w Australii, w obszarze Terytoriów Północnych, gdzie znajduje się kopalnia Ranger firmy ERA, a także Kanada i USA, można stwierdzić, że zarówno warunki pracy jak i ochrony środowiska są na niekwestionowanym wysokim poziomie, a wpływ tej działalności na zdrowie człowieka i środowisko porównamy ze skutkami wydobycia węgla w USA lub w Polsce.

#### 2.7.1.1. Niger, kopalnie Arlit i Akanano

Rejon ten jest omawiany przez Greenpeace w swym raporcie (Raport Greenpeace'u<sup>185</sup>). Organizacja ta nie podaje konkretnych zarzutów. W Raporcie przyznano, że nigdy nie przeprowadzono kompleksowej oceny skutków zdrowotnych górnictwa uranowego, ale podaje się przykłady świadczące o wpływie miejscowej rudy uranowej na promieniotwórczość w glebie i wodzie. W okolicy kopalń znaleziono próbki gleby o podwyższonej radioaktywności, 100-krotnie wyższej niż normalny poziom aktywności w regionie, a na ulicach Akokanu wykryto moc dawki do 500 razy wyższą od normalnej. W latach 2003-2005 wykryto też podwyższoną aktywność wody powodowaną wysokim stężeniem rudy uranowej. AREVA zamknęła studnie z taką wodą. Z Raportu wynika zatem, że w okolicy złóż rudy uranowej radioaktywność jest podwyższona.

Wg raportu Greenpeace'u moc dawki otrzymywanej przez okoliczną ludność mieszkającą w pobliżu złóż rudy uranowej o zawartości 0,1% uranu wynosi około 0,005 miliSv/h, co przy pracy przez 300 dni po 8 godzin odpowiada dawce rocznej 12 mSv.

Wg zaleceń ICRP, dawka dla pracowników narażonych zawodowo nie powinna przekraczać 100 mSv w ciągu 5 lat, co daje średnią dawką 20 mSv/rok.

Wg raportu AREVA na rok 2010 wypadkowość przy pracy i dawki promieniowania były następujące:

---

185 Dixon Andrea A. (red.) Left in the dust – AREVA's radioactive legacy in the desert towns of Niger, Amsterdam (2010) Greenpeace;  
[http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/nuclear/2010/AREVA\\_Niger\\_report.pdf](http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/nuclear/2010/AREVA_Niger_report.pdf)

Tabela 20. Wypadkowość i dawki promieniowania w kopalniach w Nigrze<sup>186</sup>.

	2008	2009	2010
Częstość wypadków z utratą czasu pracy wśród pracowników bezpośrednich i pośrednich na 1000 000 godzin pracy (FRI - frequency rate of industrial lost time accidents)	2,34	2,11	1,55
Liczba wypadków śmiertelnych	2	0	3
Frakcja niebezpiecznych miejsc pracy, które otrzymały certyfikat bezpieczeństwa OHSAS 18001	18%	22%	44%
Średnia dawka promieniowania dla pracowników narażonych zawodowo, mSv/rok	3,28	3	3,47
Średnia dawka dla pracowników firm podwykonawczych, mSv/rok	2,22	1,95	2,63
Dawka maksymalna otrzymana przez jednego pracownika, mSv/rok	15.25	16.15	17.15

Celem ustalonym przez firmę AREVA na 2011 rok jest utrzymanie dawek poniżej 16 mSv/rok. Warto przypomnieć, że wg ICRP dawka graniczna dla pracownika nie powinna przekraczać średnio 20 mSv/rok, a w skali 5 lat – 100 mSv. Wartość ta jest zachowana.

Zużycie wody w kopalniach uranu w Nigrze w 2010 roku wyniosło 906 m<sup>3</sup>/tU, co oznacza spadek o 50% w stosunku do 2004 roku, natomiast zużycie energii to 110 MWh/tU, co oznacza redukcję o 27% w stosunku do 2004 roku.

Biorąc pod uwagę zaostrenie wymagań w zakresie ochrony przed promieniowaniem, które spowodowały obniżenie dawki dodatkowej dla ludności z 5 mSv/rok (obowiązującej do 2001 roku)<sup>187</sup> do 1 mSv/rok, AREVA prowadzi działalność ochrony zdrowia ludności w dwóch kierunkach:

- identyfikacja rejonów, gdzie skałę płoną wykorzystano do celów ekonomicznych i wprowadzenie środków zaradczych, jeśli poziom promieniowania tego wymaga, np. w razie budynków zbudowanych przy użyciu materiałów skażonych radioaktywnością, przy współpracy z mieszkańcami,
- ścisłe przestrzeganie gospodarki skałą płoną z bieżącej eksploatacji kopalni.

Warunki pracy w kopalniach są ściśle kontrolowane wg tych samych zasad, jakie obowiązują w kopalniach w Kanadzie. Wyniki w zakresie bezpieczeństwa pracy są bardzo dobre – od października 200 do grudnia 2008 częstość wypadków powodujących zwolnienie chorobowe w zakładach SOMAIR wynosiła zero, a dla całej działalności firmy AREVA w Nigrze w 2009 roku 2,1 przypadków (we Francji 26 przypadków). Ochronę środowiska realizowaną w kopalniach uranu w Nigrze ocenił w 2004 i w 2005 roku IRSN stwierdzając, że systemy zarządzania środowiskiem są zgodne z wymaganiami międzynarodowymi.<sup>188</sup>

<sup>186</sup> Responsible Development of AREVA's Mining Activities, 2010 report

<sup>187</sup> Responsible Development of AREVA's Mining Activities, 2010 report

<sup>188</sup> <http://www.aveva.com/EN/operations-592/a-lasting-partnership-with-niger.html>

### 2.7.1.2. Namibia

Wskaźniki bezpieczeństwa przemysłowego dla kopalni Rossing w Namibii przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 21. Podsumowanie wskaźników bezpieczeństwa w kopalni Rossing<sup>189/</sup>

Parametry bezpieczeństwa w kopalni Rossing	Cel na 2011	2010	2009	2008	2007	2006
Liczba zatrudnionych	1,580	1,592	1,415	1,307	1,175	939
Produkcja tlenku uranu (ton)	3,203	3,628	4,150	4,108	3,046	3,617
Liczba pracowników którzy otrzymali dawki powyżej 20 mSv/rok	0	0	0	0	0	0
Nowe przypadki pylicy płuc	0	0	0	0	1	1
Nowe przypadki dermatitis	0	0	0	0	0	1
Nowe przypadki utraty słuchu	0	0	0	0	0	0
Nowe przypadki chronicznego bronchitu	0	0	0	0	0	0
Wskaźnik wszystkich wypadków (All Injury Frequency Rate (AIFR))	0.74	0.89	0.73	0.91	0.71	0.59
Liczba wypadków powodujących stratę czasu pracy	0	14	6	8	9	6
Liczba zgonów wskutek wypadków przy pracy	0	0	0	0	0	0

Narażenie radiacyjne pracowników kopalni Rossing wskutek radonu, promieniowania zewnętrznego i wdychania pyłu to 1- 4 mSv/rok, znacznie poniżej limitu narażenia zawodowego 20 mSv/rok.

Wpływu wydobycia uranu na okolicę widać z porównania wskaźników zdrowotnych dla całej Namibii z rejonem Erongo, gdzie wydobywa się uran. Na spotkaniach poświęconych sprawom zdrowia ludność wyraża obawy co do wpływu pyłu na zdrowie ludzkie, na zachorowalność na raka i na górne drogi oddechowe. Jednakże porównanie płodności kobiet, umieralności niemowląt i dzieci oraz oczekiwanej długości życia w rejonie Erongo i w Namibii wykazuje, że wskaźniki dla rejonu wydobycia uranu są lepsze niż przeciętna krajowa.

Tabela 22. Płodność i umieralność w rejonie wydobycia uranu (Erongo) w porównaniu ze średnimi wartościami w Namibii<sup>190</sup>.

Wskaźnik		Erongo	Namibia		Erongo	Namibia
Średnia liczba dzieci na kobietę		5.1	4.1			
Zgony niemowląt na 1000 porodów żywych:	K	43	49	M	40	55
Umieralność dzieci do lat 5	K	57	64	M	49	78
Oczekiwana długość życia przy urodzenia, lat	K	59	50	M	54	48

189 Rössing Uranium Limited Working for Namibia, 2010 Report to Stakeholders, Enhancing our strength April 2011, <http://www.riotinto.com/documents/Rossing2010SDreport.pdf>

190 <http://aurecon.webfoundryza.com/assets/files/ROSSING/phase2/Annex%20N9%20Socio-Economic.pdf>

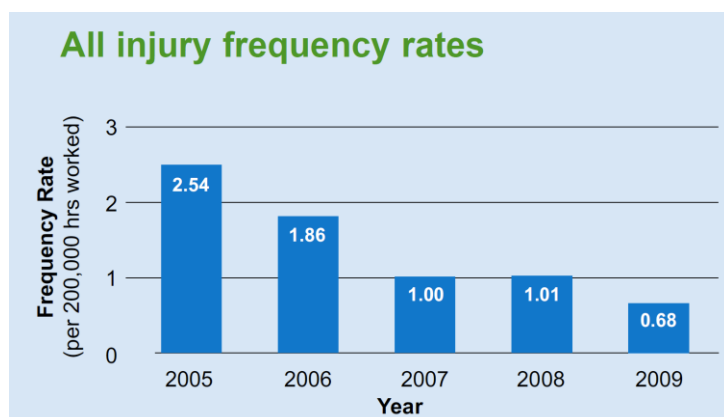


Służba zdrowia w rejonie Erongo jest stosunkowo dobra. Zbudowano nowe szpitale i ośrodki zdrowia, oraz liczne kliniki w rejonach wiejskich i miejskich. 95.7% populacji w Erongo ma dostęp do wody pitnej. Wskaźnik rozwoju ludzkiego opracowany przez ONZ wykazuje, że sytuacja w Erongo jest dużo lepsza niż średni stan w Namibii.

Tabela 23. Wskaźnik rozwoju ludzkiego (HUMAN DEVELOPMENT INDEX) źródło<sup>191</sup>.

Wskaźnik odnoszący się do	2001-2004	1991-1994
<b>Namibia</b>	0.557	0.607
- Rejony miejskie	0.661	0.719
- Rejony wiejskie	0.473	0.530
- Mężczyźni	0.556	0.609
- Kobiety	0.545	0.580
<b>Erongo</b>	0.705	0.690

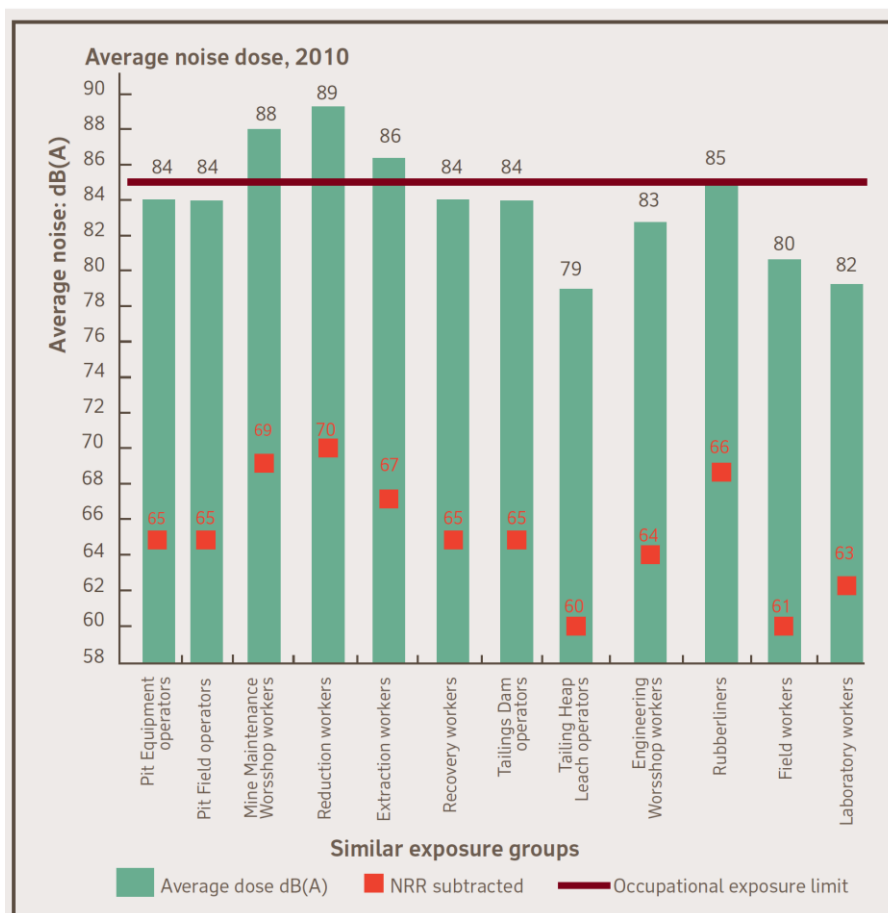
Najważniejsza kopalnia uranu w tym rejonie to Rossing, należąca do Rio Tinto. Wydobycie uranu w 2010 roku wyniosło tu 52 milionów ton skały, zawierającej 3 628 ton tlenku uranu. Zamieszczone poniżej wykresy przedstawiają pełny zestaw charakterystyk zdrowotnych określonych w ciągu kolejnych lat pracy kopalni dla jej pracowników.



Rysunek 109. Bezpieczeństwo pracy w kopalniach uranu – Namibia, Rossing<sup>192</sup>.

191 <http://www.riotinto.com/documents/Rossing2010SDreport.pdf>

192 <http://www.riotinto.com/documents/Rossing2010SDreport.pdf>



Rysunek 110. Poziom hałas w kopalni Rossing w porównaniu z wielkością graniczną dla zatrudnionych zawodowo (85 dB) Wielkości pokazane jako zielone kolumny pokazują wielkość hałasu odczuwanego bez zabezpieczeń, a czerwone kwadraty- hałas po założeniu ochroniaczy (Noise Reduction Rating (NRR))<sup>193</sup>.

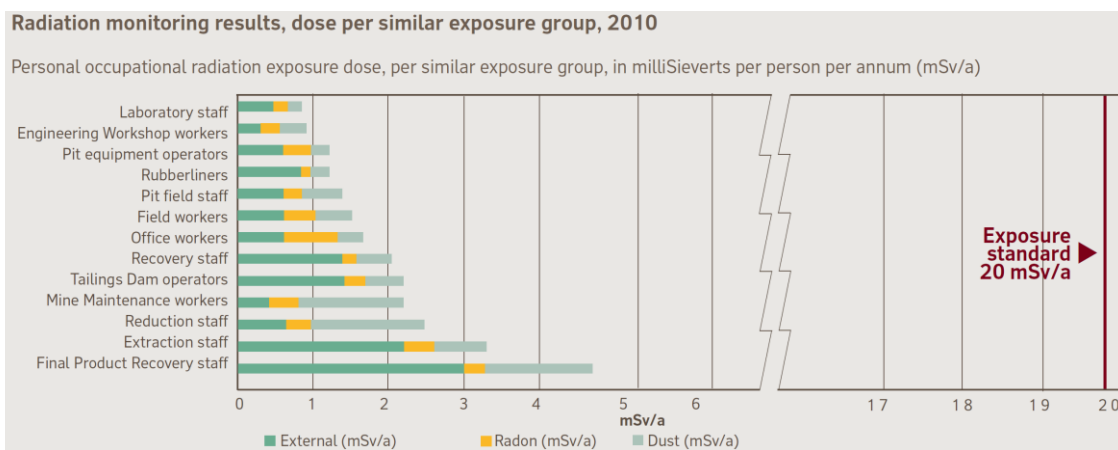
**Pył.** Proces wydobywania, transportu, kruszenia i mielenia rudy uranowej powoduje powstawanie pyłu. Z pośród 11 grup jednakowego narażenia pracowników (Similar Exposure Groups -SEG) w różnych rejonach pracy, dwie grupy pracowały w rejonach o stężeniu pyłu powyżej wartości granicznych. W obu przypadkach powodem były źle pracujące systemy odpylania. Wobec tego pracowników zaopatrzone w maski redukujące wdychanie pyłu 20 razy.

193 <http://www.riotinto.com/documents/Rossing2010SDreport.pdf>



Rysunek 111. Przemysłowa ochrona zdrowia w kopalni Rossing<sup>194</sup>.

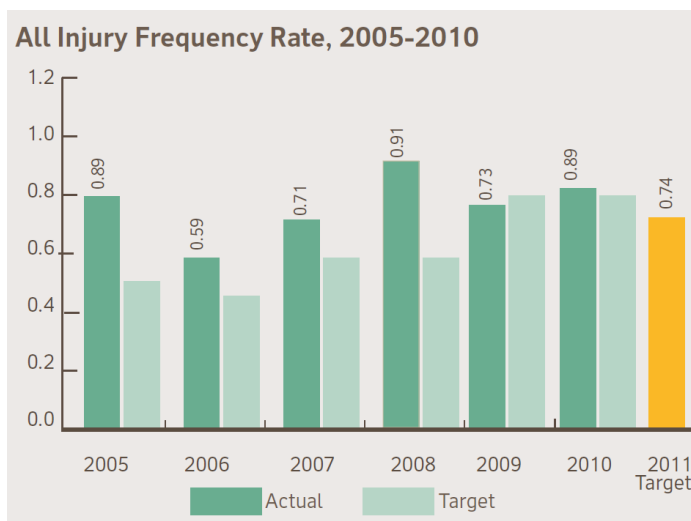
**Promieniowanie jonizujące.** Uran to pierwiastek występujący w przyrodzie niemal wszędzie ze średnim stężeniem 2,8 części na milion. W kopalni Rossing wydobywa się uran o stężeniu minimum 300 części na milion czyli 0,03 %. Ta wysoka koncentracja uranu powoduje wzrost tła promieniowania w okolicy złóż.



Rysunek 112. Dawki promieniowania otrzymywane przez pracowników kopalni Rossing, mSv/rok. Jak widać są one znacznie niższe od dawek granicznych wg ICRP (20 mSv/rok)<sup>195</sup>.

194 <http://www.riotinto.com/documents/Rossing2010SDreort.pdf>

195 <http://www.riotinto.com/documents/Rossing2010SDreort.pdf>

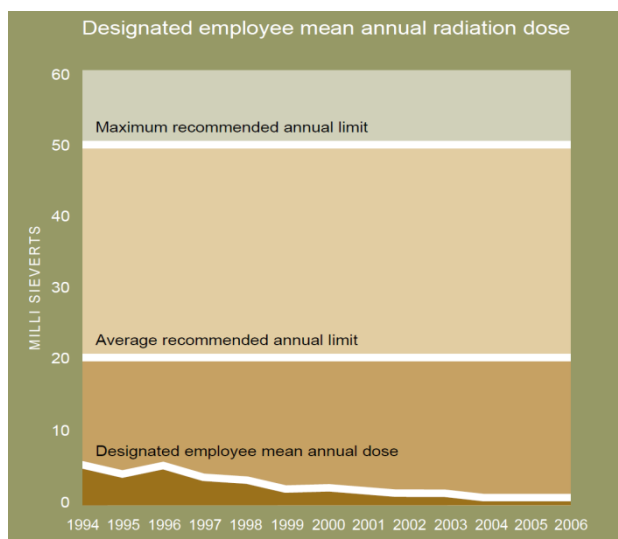


Rysunek 113. Całkowite narażenie przemysłowe pracowników w kopalni Rossing<sup>196</sup>.

### 2.7.1.3. Kopalnie uranu w Australii – Ranger

Firma ERA jest jednym z największych producentów uranu na świecie i dostarcza około 8% uranu wydobywanego na świecie. Od 1981 roku ERA wydobywała rudę uranową w kopalni Ranger w Australii.

ICRP zaleca dawkę graniczną dla pracowników narażonych zawodowo równą 20 mSv rocznie ponad promieniowanie tła naturalnego, uśrednioną w okresie 5 lat (100 mSv w ciągu 5 lat) ale nie większą niż 50 mSv w jednym roku. Dla ludności (osób nie narażonych zawodowo na promieniowanie jonizujące) ICRP zaleca dodatkową dawkę nie większą niż 1 mSv rocznie.

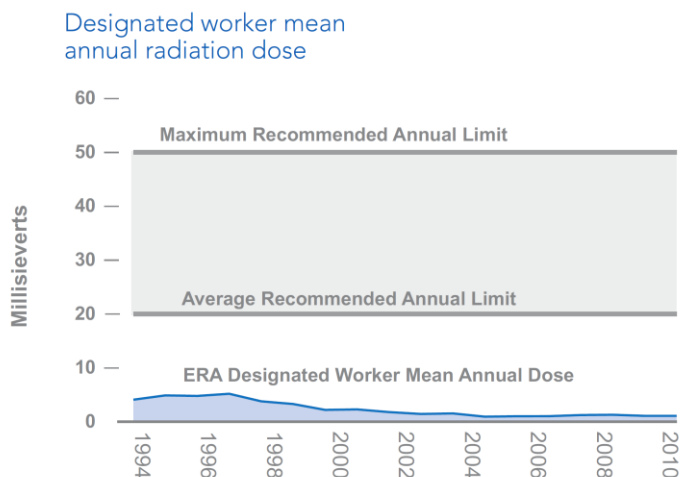


Rysunek 114. Dawki promieniowania otrzymywane przez pracowników narażonych na promieniowanie w kopalni Ranger. Źródło<sup>197</sup>. Limity ustalone przez International Commission on Radiological Protection (ICRP) to 20 mSv/rok poza promieniowaniem tła i z medycyny. Pracownicy Ranger otrzymali w 2006 r. średnie dawki 1,1 mSv<sup>198</sup>.

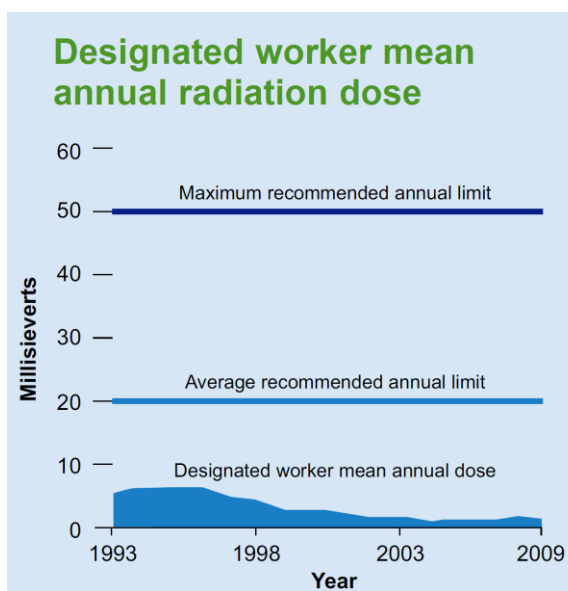
196 <http://www.riotinto.com/documents/Rossing2010SDreport.pdf>

197 (ERA Sustainable Development Report 2006)

[http://www.riotinto.com/documents/ReportsPublications/2009\\_ERA\\_Sustainable\\_Development\\_Report.pdf](http://www.riotinto.com/documents/ReportsPublications/2009_ERA_Sustainable_Development_Report.pdf)



Rysunek 115. Dawki promieniowania otrzymywane przez pracowników firmy ERA<sup>199</sup>.



Rysunek 116. Dawki otrzymywane przez pracowników kopalni Ranger, firma ERA, Australia.

Poziom tła promieniowania naturalnego wynosi od 2 do 3 mSv /rok. Pracownicy ERA którzy mogą otrzymywać dawki powyżej 5 mSv rocznie są zaliczani do pracowników „specjalnie kontrolowanych”. W ciągu 2009 r., 319 pracowników specjalnie kontrolowanych (*designated workers*) otrzymało średnio roczną dawkę 0,1 mSv z maksymalną dawką indywidualną 4,5 mSv. Jest to mniej niż zalecana przez ICRP dawka graniczna 20 mSv. Pozostali pracownicy firmy ERA są objęci takim samym limitem ICRP, a ich średnia dawka roczna w 2009 r. wynosiła 0,9 mSv. Potencjalne narażenie mieszkańców w rejonach sąsiadujących z kopalnią wyniosło 0 mSv w 2009 roku.

ERA mierzy bezpieczeństwo przemysłowe swych pracowników stosując przede wszystkim wskaźnik częstości wszystkich wypadków (All Injury Frequency Rate - AIFR). Jest to liczba wypadków przy pracy obejmująca czas stracony, ograniczone uszkodzenia ciała i przypadki interwencji lekarskiej na 200,000 godzin pracy. W 2010 roku ERA utrzymywała doskonały wynik z 2009 roku, z wartością

198 (ERA Sustainable Development Report 2006)

[http://www.riotinto.com/documents/ReportsPublications/2009\\_ERA\\_Sustainable\\_Development\\_Report.pdf](http://www.riotinto.com/documents/ReportsPublications/2009_ERA_Sustainable_Development_Report.pdf)

199 [http://www.riotinto.com/documents/ERA\\_Sustainable\\_Development\\_Report\\_2010.pdf](http://www.riotinto.com/documents/ERA_Sustainable_Development_Report_2010.pdf)

wskaźnika AIFR równą 0,71 (2009: 0,68). Inny wskaźnik, częstość wypadków powodujących utratę czasu pracy (Lost Time Injury Frequency Rate -LTIFR) na 200,000 godzin wyniósł w 2010 roku 0,20, a więc mniej niż w 2009 roku (0,4).

#### 2.7.1.4. Wydobycie węgla w USA i Polsce, wpływ na zdrowie człowieka

Wydobywanie paliw kopalnych zawsze wiąże się z narażeniem zdrowia ludzi i obciążeniami środowiska. Szkody powodowane wydobyciem rudy uranowej trzeba więc rozpatrywać na tle szkód powodowanych wydobyciem węgla. Jako punkt odniesienia wzięto wydobycie węgla w USA, gdzie stosuje się nowoczesne metody ochrony zdrowia człowieka oraz Niemcy, gdzie przykłada się szczególną wagę do ochrony środowiska. W USA, wg danych z ostatnich lat, w 2010 roku zarejestrowano 48 zgonów górników wskutek wypadków i katastrof, a rocznie umiera na pylicę węglową około 1000 górników<sup>200</sup>. Roczne wydobycie węgla w USA to 932 mln ton<sup>201</sup>, a więc na milion ton wypada 0,05 zgonu wskutek wypadków i 1,07 zgonu na pylicę węglową. Nie bez znaczenia jest też ilość górników chorych na pylicę węglową, którzy są niezdolni do pracy i normalnego życia na wiele lat przed śmiercią, a choruje ich ponad 50 % wśród palących papierosy i ponad 20% wśród niepalących<sup>202</sup>. W przypadku USA, gdzie obecnie pracuje pod ziemią 130 000 ludzi<sup>203</sup>, oznacza to kilkadziesiąt tysięcy chorych. W krajach rozwijających się sytuacja jest znacznie gorsza.

Do produkcji 48 TWh – a tyle planuje Polska uzyskać rocznie z elektrowni jądrowych o mocy 6000 MWe – potrzeba około 18 mln ton węgla. Oznaczałoby to około 1 zgonu wskutek wypadku pod ziemią i 19 zgonów wskutek pylicy węglowej - razem 20 zgonów górników rocznie.

Wydobycie uranu w Rossing to 4000 ton/rok – a do wytworzenia 8 TWh energii elektrycznej w elektrowni jądrowej potrzeba 180 ton uranu naturalnego. Roczna produkcja uranu z kopalni Rossing daje więc energię elektryczną 177 TWh – więcej niż wynosi cała produkcja elektrowni węglowych – na węgiel kamienny i węgiel brunatny – w Polsce (150 TWh).

W 2009 r. w kopalniach węgla wydarzyło się ponad 3,5 tys. wypadków, a życie straciło 38 ludzi. Corocznie średnio 400 górników w kopalni węgla kamiennego zapada na groźną pylicę węglową płuc<sup>204</sup>.

Dla porównania z przytoczonymi powyżej analizami w kopalni Rossing, przy wydobyciu uranu wystarczającego do produkcji energii elektrycznej rzędu 180 TWh wystąpiło zero zachorowań i łączna liczba 8 wypadków powodujących przerwę w pracy, co oznacza zdecydowanie mniejszy negatywny wpływ na zdrowie i życie człowieka.

---

200 Black lung on the rise among US coal miners, Samuel Davidson 11 January 2010

<http://wsws.org/articles/2010/jan2010/blac-j11.shtml>

201 Top Ten Hard Coal Producers (2010e) <http://www.worldcoal.org/coal/coal-mining/>

202 Coal Mine Dust Exposures and Associated Health Outcomes <http://www.cdc.gov/niosh/docs/2011-172/pdfs/2011-172.pdf> tabela 2.

203 [http://en.wikipedia.org/wiki/Black\\_lung\\_disease#21st\\_century](http://en.wikipedia.org/wiki/Black_lung_disease#21st_century)

204 [http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci\\_agencyjne/pap/artykul/wug;ponad;75;proc;chorob;zawodowych;w;gornictwie;to;pylice;pluc;95,0;237151.html](http://www.money.pl/archiwum/wiadomosci_agencyjne/pap/artykul/wug;ponad;75;proc;chorob;zawodowych;w;gornictwie;to;pylice;pluc;95,0;237151.html)

### 2.7.1.5. Porównanie zagrożenia środowiska przy wydobyciu uranu i węgla

Raport Greenpeace dotyczący kopalni uranu w Nigrze podważa wielkość zużycia wody na cele związane z wydobyciem uranu. Należy jednak pamiętać, że wydobycie węgla także wiąże się ze zużyciem wody. Inna publikacja Greenpeace'u podaje, że nawet w Niemczech przy wydobyciu węgla zużywa się ponad 500 milionów metrów sześciennych wody rocznie<sup>205</sup>. Tę liczbę można porównać z 270 milionami m<sup>3</sup> wody w ciągu 40 lat pracy kopalni uranu w Arlit, a więc z zużyciem poniżej 7 mln m<sup>3</sup> wody rocznie, z czego 35% wydobytej wody zużyto na potrzeby kopalni, a 65% na zaopatrzenie miasta w wodę. Wydobyte zasoby stanowią jedynie niewielką część z 8 miliardów m<sup>3</sup> wody podziemnej dostępnych w tym rejonie.<sup>206</sup>

Inną groźbą dla środowiska związaną z wydobyciem węgla są pożary złóż węgla – w Chinach rocznie spala się w niekontrolowany sposób od 15 do 20 milionów ton węgla, co przyczynia się do zwiększenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery (ibid).

Choroby typowe dla otoczenia kopalni węglowych to:

- Choroby płuc, nadciśnienie, choroby nerek - zwiększoną częstość ich występowania wśród okolicznych mieszkańców stwierdzono w badaniach w USA.
- Toksyczne poziomy arsenu, fluoru, rtęci i selenu emitowane przy spalaniu węgla, przenikają do atmosfery i łańcucha pokarmowego okolicznej ludności.
- Zawały w kopalniach i wypadki powodują corocznie zgony tysięcy górników na całym świecie. W samych tylko Chinach w 2006 roku w wypadkach w kopalniach węgla zginęło 4 700 ludzi.

### 2.7.2. Dyskusja zarzutu o braku lub niepełnej informacji na temat postępowania z odpadami promieniotwórczymi

W Programie Polskiej Energetyki Jądrowej przyjęto, że co najmniej 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 SEA. W Prognozie 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.

Projekt *Krajowego planu postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym* został już przygotowany. **KPPzOPiWPJ** podobnie jak Program Polskiej Energetyki Jądrowej

205 <http://www.greenpeace.org/international/en/campaigns/climate-change/coal/Mining-impacts/>

206 <http://www.irinnews.org/Report/83706/NIGER-Desert-residents-pay-high-price-for-lucrative-uranium-mining>

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. **W Planie tym zostaną uszczegółowione kwestie dotyczące cyklu paliwowego.**

Polska jest na początkowym etapie wdrażania 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 każda 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 rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10.10.2012 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 (Dz. U. z 2012 r. poz. 1213). Opłatę skalkulowano w wysokości 17,16 zł za 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej. Według ocen NEA OECD, koszty unieszkodliwiania wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych oceniano w 2010 roku na 0,4 – 1,6 USD/MWh. Opłata określona w ww. rozporządzeniu Rady Ministrów jest dwukrotnie większa od dotychczas ocenianych wymaganych 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.

Kwestie postępowania z wypalonym paliwem jądrowym były rozpatrywane już 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 Państwową 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.

### **2.7.3. Dyskusja twierdzenia, że odpady jądrowe to nieodpowiedzialne skażenie środowiska**

Często powtarzaną tezą zarówno w krajowych jak i transgranicznych „konsultacjach społecznych” 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 Różanie 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, na co z pewnością ma wpływ dobry stan środowiska w tym rejonie.

Uwagi pojawiające się w ramach opiniowania Prognozy SEA skupiały się jednak głównie na składowiskach odpadów o wysokiej aktywności, powstających po przerobieniu paliwa, lub zawierających paliwo, którego nie poddano przerobowi.

Promieniowanie odpadów radioaktywnych zostało dobrze rozpoznane i obecnie dostępne są materiały osłonowe pozwalające 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 wiele obaw związanych jest z wątpliwościami czy możliwe jest utrzymanie produktów 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% (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>207</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%. 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>208</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 niezbędną, 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 długich okresach rozpadu i odpowiednio, bardzo małej aktywności - świadczą dziś o tym, że reaktory naturalne działały naprawdę, a jednocześnie nie spowodowały skażeń radioaktywnych w okolicy.

Wydany niedawno raport NEA OECD<sup>209</sup> przedstawia porównanie odpadów radioaktywnych z elektrowni jądrowych i odpadów niebezpiecznych 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. Natomiast w elektrowniach jądrowych (łącznie z odpadami przewidywanymi z likwidacji elektrowni jądrowych) wartości te wynoszą: poniżej 0,2 kt/TWh CO<sub>2</sub> 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.

Wychwył i składowanie CO<sub>2</sub> (metoda CCS) polega, podobnie jak składowanie odpadów jądrowych, na deponowaniu w głębokich składowiskach geologicznych. Zasadnicza różnica między nimi polega na

---

207 Meshik A.: The workings of an ancient nuclear reactor Scientific American November 2005

208 Meshik A.: The workings of an ancient nuclear reactor Scientific American November 2005

209 NEA-OECD Nuclear Waste in Perspective, 2010

tym, że odpady z CCS składuje się jako ciecz o parametrach nadkrytycznych, zatrzymywaną tylko przez bariery naturalne. Natomiast odpady z energetyki jądrowej składowane są w postaci ciała stałego, zeszlone 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 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.

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. Jednak już obecnie można przytoczyć przykłady wskazujące, że takie składowisko nie będzie miało żadnego wpływu na zdrowie obywateli Polski i innych państw.

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. Przy tym objętości odpadów wysokoaktywnych wytwarzanych energetykę jądrową 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. Dzięki temu możliwe jest ich bardzo staranne zabezpieczenie przed przedostaniem się do ekosfery.

Dla porównania ilości odpadów produkowane rocznie przez nowoczesne elektrownie węglowe są ogromne. Przykładowo, w poniższej tabeli (Tabela 24), podano dane dla elektrowni niemieckich wg studium Komisji Europejskiej<sup>210</sup>. Dane dla elektrowni polskich są podobne.

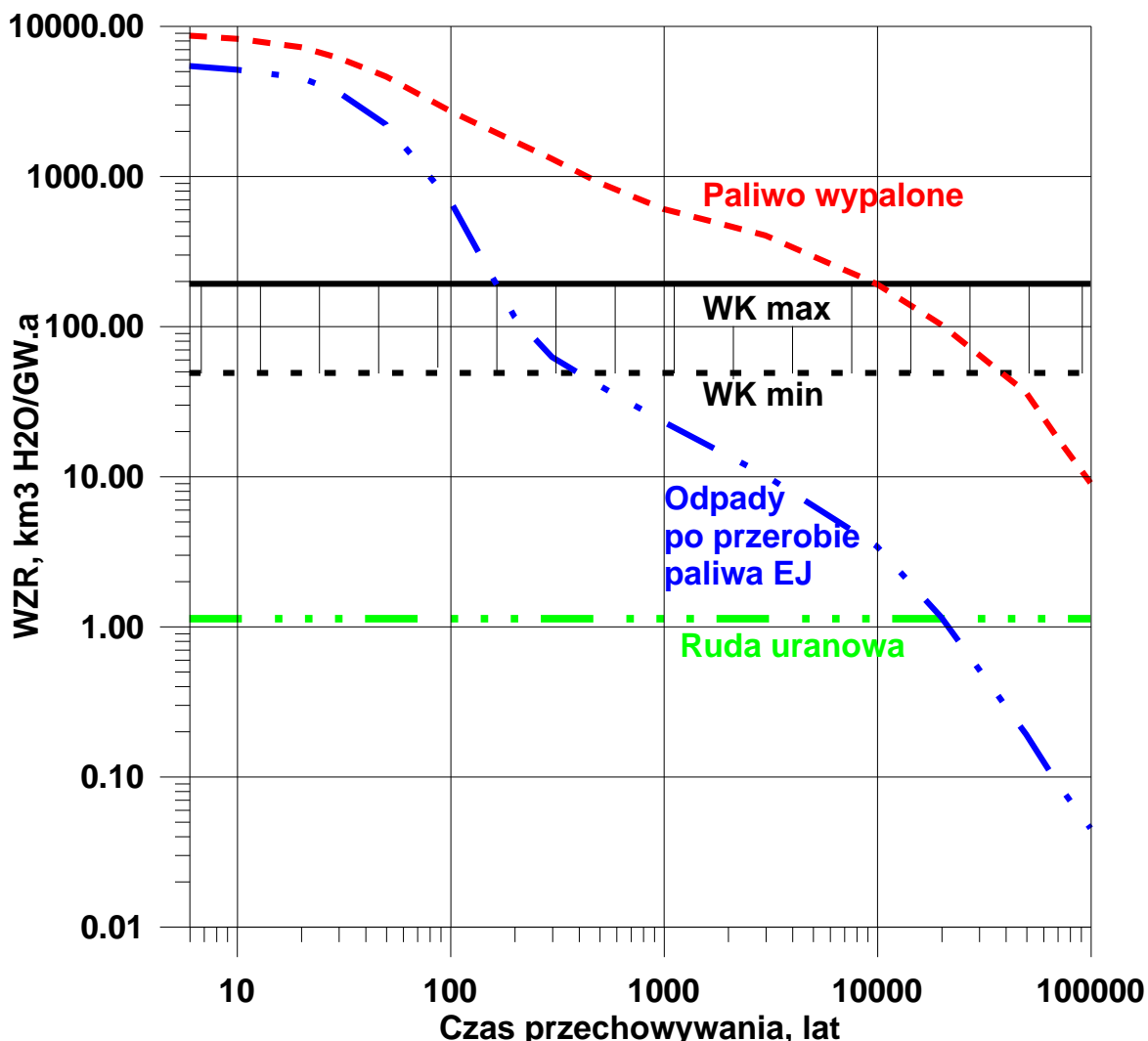
Tabela 24. Ilości stałych odpadów z elektrowni opalanej węglem kamiennym (WK) lub brunatnym (WB).

<b>Elektrownia</b>	<b>Lauffen, WK</b>	<b>Grevenbroich WB</b>
	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 generowanych przez odpady radioaktywne i przez odpady 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 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 km<sup>3</sup> wody na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej, km<sup>3</sup>/GW-rok. Porównanie

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

względnych zagrożeń od odpadów radioaktywnych i od odpadów ze spalania węgla widać na rysunku poniżej.



Rysunek 117. 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 ( $\text{km}^3 \text{H}_2\text{O}/\text{GW-rok}$ ).

- 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>211</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 aktywnowców. Dlatego ich WZR staje się pomijalnie mały w stosunku do WZR aktywnowców już po 100 latach w przypadku cyklu otwartego, a po 300 latach w przypadku cyklu zamkniętego, z przerobem paliwa.

211 IAEA, Nuclear Power and Sustainable Development, 1998

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 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 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.

#### **2.7.4. Dyskusja twierdzenia, że obecnie nie ma na świecie ani jednego składowiska odpadów wysoko-aktywnych odpadów promieniotwórczych**

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 itu, 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 dużym wyzwaniem zarówno pod względem inżynierskim, 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.

**Budowane obecnie składowisko w Finlandii jak i planowane składowiska w Szwecji i Francji gwarantują pełną ochronę biosfery przed skutkami promieniowania jonizującego od 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 postępowania SEA dla niego, a także na etapie EIA dla proponowanej lokalizacji docelowej. Prace te będą realizowane przez najbliższą dekadę, a wszystkie zainteresowane podmioty w ramach procedur SEA mogą być ich uczestnikiem.

### 2.7.5. Dyskusja twierdzenia, że w Polsce nie uwzględniono kosztów unieszkodliwiania i składowania odpadów promieniotwórczych z EJ

Koszty unieszkodliwiania odpadów radioaktywnych z elektrowni jądrowych zostały w Polsce uwzględnione, czego dowodem jest rozporządzenie Rady Ministrów o wpłatach na fundusz likwidacji elektrowni jądrowej i unieszkodliwiania odpadów<sup>212</sup>. Przy kalkulacji stawki opłaty określonej w tym rozporządzeniu 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 ciężkich metali 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 ciężkich metali. 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 jednostkowy koszt składowania wypalonego paliwa jądrowego zawierającego 1 tonę HM wynosi 2,250 mln zł.

---

212 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 października 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 (Dz. U. z 2012 r. poz. 1213).

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 wyższa niż np. w USA (ok. 4 USD/MW).

Omawiane rozporządzenie jest 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. Podano tutaj tylko jego niektóre elementy by wykazać, że polski program jądrowy nie lekceważy problemu odpadów radioaktywnych, a przeciwnie, zamierza rozwiązać go zgodnie z najlepszymi wzorcami światowymi.

#### **2.7.6. Dyskusja obaw przed wywożeniem polskich odpadów promieniotwórczych za granicę**

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.

#### **2.7.7. Dyskusja zarzutu o brak opisu zagrożeń przy przewozie paliwa jądrowego i odpadów promieniotwórczych**

Wbrew powszechnym obawom transport wypalonego paliwa i odpadów promieniotwórczych nie powoduje żadnego zagrożenia radiacyjnego. Obecnie rocznie przewozi się ponad 20 milionów przesyłek radioaktywnych, a ilość przewozów paliwa wypalonego przekroczyła już 80 000 – bez żadnego wypadku radiacyjnego, który spowodowałby utratę życia lub zdrowia ludzi.



Przy transporcie wypalonego paliwa i odpadów wysoko aktywnych występują dwa potencjalne źródła promieniowania:

- promieniowanie emitowane z pojemników z odpadami w normalnych warunkach podczas transportu,
- potencjalnie możliwy wzrost promieniowania i uwolnienia materiałów radioaktywnych w przypadku awarii dostatecznie ciężkich, by uszkodzić bardzo odporne pojemniki transportowe stosowane do przewozu wypalonego paliwa i odpadów o wysokiej aktywności.

Wymagania mające zapewnić bezpieczeństwo przewozu materiałów radioaktywnych zostały ustalone przed dziesiątkami lat, przyjęte jako uzgodnione i opublikowane przez MAEA<sup>213 214</sup> i z niewielkimi zmianami obowiązują do dzisiaj. W warunkach normalnego transportu normy przyjęte we wszystkich krajach określają maksymalny dopuszczalny poziom promieniowania w sąsiedztwie pakunku transportowego i pojazdu, na którym przewożone są odpady radioaktywne, a także dopuszczalne radioaktywne skażenie powierzchni pojemnika.

Przewozy materiałów radioaktywnych prowadzone są pomyślnie już od 50 lat. Większość ładunków przeznaczona jest do szpitali, inne do przemysłu, laboratoriów naukowych i EJ. Około 1% to materiały wysoko aktywne. Dotychczas nikt nie stracił życia ani zdrowia wskutek uwolnień lub promieniowania przewożonych materiałów radioaktywnych.

Tabela 25. Poziomy promieniowania dopuszczalne wg wymagań MAEA przy transporcie materiałów radioaktywnych.

Typ ograniczenia	Moc dawki [mSv/h]
Poziom promieniowania w dowolnym punkcie na zewnętrznej powierzchni opakowania (jeśli nie jest transportowane jako przesyłka specjalna drogą lądową, morską lub lotniczą)	2
Poziom promieniowania w dowolnym punkcie na zewnętrznej powierzchni opakowania przesyłki specjalnej	10
Opakowania, które uległy skażeniu, muszą być odkażone tak, by poziom promieniowania na powierzchni przesyłki powodowany przez skażenie był poniżej mocy dawki granicznej	0,005
Poziom promieniowania w dowolnym punkcie w odległości 2 m od powierzchni pojazdu	0,1

Pojemniki z materiałami radioaktywnymi są zaprojektowane tak, by zapewnić bezpieczeństwo nie tylko podczas normalnego transportu, ale i po awariach, przy czym awarie projektowe dobrane są tak, by były cięższe od awarii, których można oczekiwać na podstawie doświadczenia i pesymistycznych analiz.

Pojemniki typu B służące do przewozu paliwa wypalonego drogą lądową lub wodną muszą być odporne na wszelkie możliwe wypadki podczas transportu. Seria testów pojemnika typu B i C obejmuje następujące próby:

- Uderzenie pociągu jadącego z pełną prędkością w zaporę betonową (Rys. 1)

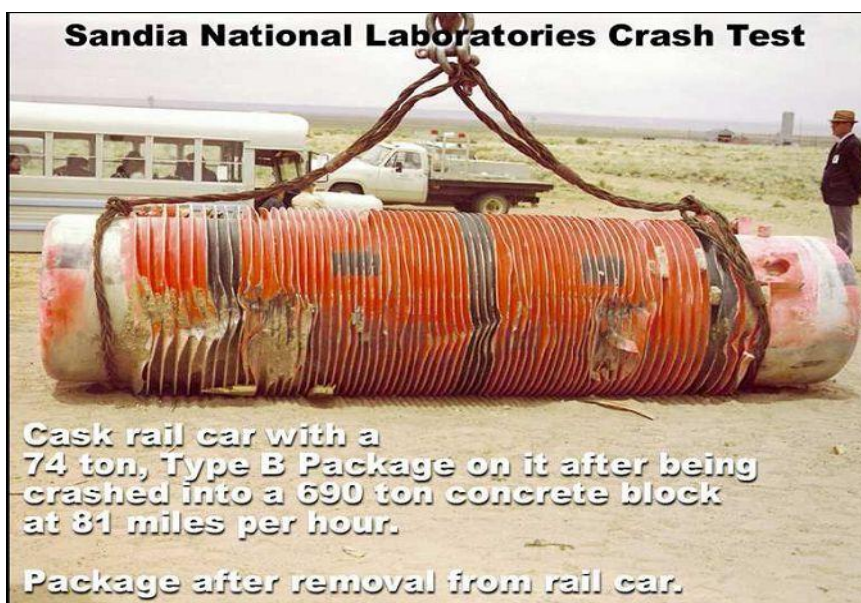
<sup>213</sup> IAEA-Safety Standards. Publ. 1255. Safety Requirements TS-R-1, Regulations for the Safety Transport of Radioactive Material, 2005 Edition, IAEA, Vienna, 2005

<sup>214</sup> IAEA Safety of Transport of Radioactive Materials, Proc. of an Intern. Conf. Vienna, 7-11 July 2003, IAEA-Vienna 2004, Publ. 1200.

- Uderzenie pociągu w bok pojemnika
- Upadek pojemnika B z wysokości 9 m na twardą powierzchnię betonową
- Odporność na przebicie prętem metalowym
- Pożar
- Zatopienie pojemnika.



Rysunek 118. Wagon kolejowy z pojemnikiem typu B o wadze 74 ton uderza z prędkością 130 km/h w blok betonowy o wadze 690 ton. Zdjęcia z testów wykonanych przez Sandia National Laboratories cytowane za zezwoleniem Nuclear Energy Institute (USA).



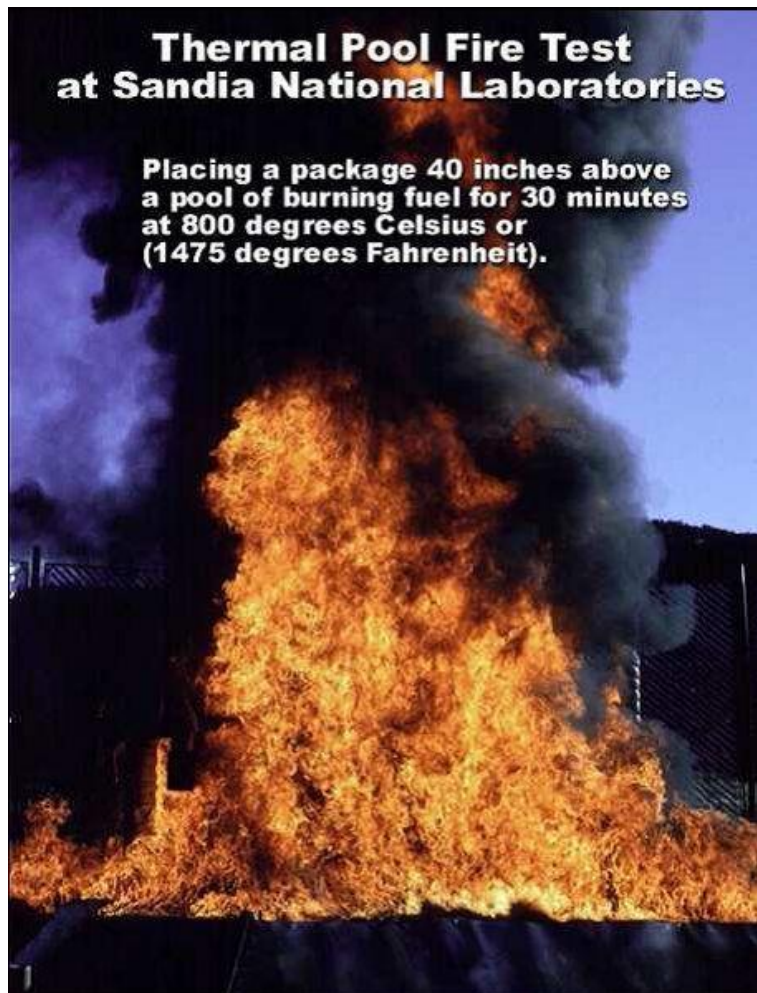
Rysunek 119. Pojemnik typu B zachował własności osłonne po teście uderzenia pociągu w ścianę betonową. Zdjęcie z testu wykonanego przez Sandia National Laboratories cytowane za zezwoleniem Nuclear Energy Institute (USA).

W przypadku testu pokazanego na Rysunku 63 wymagana prędkość projektowa pociągu wynosi 60 km/h, ale laboratorium Sandia wykonało próbę dla zderzenia pociągu jadącego z prędkością 130 km/h. Wagon został przy próbie całkowicie zniszczony, natomiast pojemnik zachował swój kształt, szczelność i własności osłonne, jak widać na Rysunku 64.

Próba ognia (Rysunek 120) obejmuje wystawienie opakowania przez 30 minut na działanie otoczenia, które powoduje dopływ strumienia ciepła równoważny działaniu pożaru paliwa węglowodorowego w

powietrzu, w warunkach dostatecznie ustabilizowanych by średni współczynnik emisyjności wynosił 0,9, a średnia temperatura przynajmniej 800°C. Ogień musi w pełni ogarniać badane opakowanie, ze współczynnikiem absorpcji 0,8, a próba musi trwać do chwili, gdy temperatura w całym pojemniku z wsadem symulującym materiał radioaktywny zacznie spadać.

Badania dla pojemników typu A są wykonywane przy niższych parametrach, np. wysokość zrzutu na twardą powierzchnię jest dobierana w zależności od ciężaru pojemnika.



Rysunek 120. Próba ognia. Zdjęcie z testu wykonanego przez Sandia National Laboratories cytowane za pozwoleniem Nuclear Energy Institute (USA)”.  
Nuclear Energy Institute (USA)”.  
Nuclear Energy Institute (USA)”.

#### 2.7.7.1. Wnioski

Ryzyko związane z wypadkami przy transporcie paliwa wypalonego i odpadów radioaktywnych jest dobrze znane i niskie. Wysokie bezpieczeństwo osiągnięto dzięki następującym elementom:

- Ostre wymagania bezpieczeństwa w projektowaniu, budowie, próbach i eksploatacji pojemników transportowych sformułowane w przepisach międzynarodowych, powszechnie uznanych za obowiązujące.
- Próby pojemników w pełnej skali 1:1 w warunkach najcięższych awarii.

- Coraz bardziej udoskonalane modele obliczeniowe i komputerowe zachowania opakowań w warunkach awaryjnych.
- Rekonstrukcje warunków awaryjnych przy wypadkach w transporcie, które nie dotyczyły materiałów radioaktywnych, by sprawdzić, jak zachowywałyby się pojemniki osłonowe w takich sytuacjach.

Dzięki tym środkom ostrożności nie było dotąd wypadków, w których uwolnienie radioaktywności przy transporcie spowodowałoby utratę życia lub zdrowia osób spośród personelu lub mieszkańców. Transport wypalonego paliwa i odpadów radioaktywnych z polskich elektrowni jądrowych będzie podlegał tym samym prawom i spełniał te same wymagania bezpieczeństwa.

## 2.8. ODDZIAŁYWANIA STANÓW AWARYJNYCH W ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH.

### 2.8.1. Dyskusja tezy o braku możliwości uniknięcia awarii w elektrowniach jądrowych

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 się kategorycznie rezygnacji z energetyki jądrowej, która jest - zdaniem autorów zarzutów - 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>215</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

---

<sup>215</sup> Takie właśnie ulepszenia bezpieczeństwa zastosowano w szeregu europejskich EJ zlokalizowanych w rejonach zagrożeń powodziowych.

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>216</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 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.

Podsumowując stwierdzić należy, że awarie w Czarnobyli i Fukushima nie są reprezentatywne dla oceny ryzyka związanego z rozwojem energetyki jądrowej w Polsce, a 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.

---

216 European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision C. April 2001.

## 2.8.2. Dyskusja zarzutu, że w Prognozie SEA nie oceniono we właściwy sposób prawdopodobieństwa wystąpienia awarii i ich skutków

W Prognozie SEA (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.

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 najbliższego Państwa (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.

Bezpieczeństwo reaktorów będzie 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.

Ministerstwo Gospodarki nie zgadza się także z tezą, iż w Prognozie dokonano niewłaściwej oceny prawdopodobieństwa wystąpienia stanów awaryjnych. 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>217</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>218</sup>.

217 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.

218 Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants. Specific Safety Guide No. SSG-3.

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>219</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 przytoczono stosowne wymagania zaczerpnięte z tych przepisów.

#### Prawo atomowe<sup>220</sup>

##### **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.*

---

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

219 WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants. November 2010.

220 Dz. U. z 2012 r., poz. 264 i 908.



Rozporządzenie projektowe<sup>221</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;
- 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:

---

221 Dz. U. z 2012 r., poz. 1048.

- 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 parowy, 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.

### 2.8.3. Dyskusja zarzutu, że PPEJ oraz Prognoza SEA nie wspominają i nie uwzględniają skutków katastrofy w Fukushima

Ostateczną wersję projektu PPEJ opublikowano w sierpniu 2010 r., zaś oryginalny tekst Prognozy SEA w grudniu 2010 roku, a więc przed awarią w Fukushima. Oczywiście jest więc, że opisu tej awarii w pierwotnej Prognozie 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.

#### 2.8.3.1. Skutki radiologiczne awarii w TMI

28 marca 1979 r. nastąpiło częściowe stopienie rdzenia w drugim reaktorze EJ **Three Mile Island**. Bezpośrednią przyczyną zniszczenia rdzenia było wyłączenie przez operatorów układu awaryjnego chłodzenia rdzenia. Była to decyzja podjęta wskutek mylących operatora wskazań przyrządów pomiarowych, które nie ujawniły otwarcia zaworu, przez który wyciekało chłodziwo z obiegu pierwotnego. Operator był przeświadczony, że obieg pierwotny jest szczelny i wstrzymał dopływ

wody chłodzący by nie przepętnić obiegu pierwotnego. Doprowadziło to do utraty chłodziwa z rdzenia, i w następstwie - przegrzania i stopienia elementów paliwowych. Stopione paliwo upadło na dno zbiornika reaktora, ale zbiornik pozostał szczelny, podobnie jak i obudowa bezpieczeństwa. System obrony „w głąb” okazał się skuteczny, mimo błędów popełnionych przez operatorów<sup>222</sup>. Reaktor został silnie skażony i na trwale wyłączony z eksploatacji, ale wydzielenia produktów rozszczepienia poza obudowę były minimalne, nikt nie stracił życia ani zdrowia, a jedyne skutki zdrowotne ograniczyły się do stresu spowodowanego obawami i sprzecznymi doniesieniami o możliwych konsekwencjach wypadku.

Awaria w TMI miała bardzo daleko idące konsekwencje. W oparciu o analizy błędów w oprzyrządowaniu pomiarowym, oraz innych wad projektowych wykrytych podczas awarii, urząd dozór jądrowego USA (NRC) wydał szereg zarządzeń wymagając od energetyki jądrowej wprowadzenia potrzebnych ulepszeń, a przemysł reaktorowy podjął szereg działań mających zapewnić, że takie awarie jak TMI już się nie powtórzą. Jednym z ważnych efektów analizy zachowania operatorów było opracowanie procedur działania w sytuacjach awaryjnych, opartych na symptomach awarii, to jest na wskazaniach przyrządów pomiarowych widocznych w nastawni, bez konieczności zgadywania, jakie uszkodzenie jest przyczyną awarii. Takie procedury wprowadzono najpierw w elektrowniach jądrowych firmy Westinghouse (projekt i/lub dostawa), a potem na całym świecie. Zmniejszając one zdecydowanie niebezpieczeństwo popełnienia omyłki przez operatora. Równolegle wprowadzono ulepszenia w systemach pomiarowych, między innymi zapewniając, że przyrządy w nastawni elektrowni pokazują rzeczywisty stan wszystkich elementów ważnych dla bezpieczeństwa.

Chociaż awaria w TMI była klęską finansową dla posiadacza elektrowni, to okazała się sukcesem filozofii bezpieczeństwa rządzącej energetyką jądrową. Ani operatorzy, ani ludność nie poniosła uszczerbku na zdrowiu, a okolica TMI nie została skażona. Ponieważ jod nie wydostał się z obudowy bezpieczeństwa, i nie było zagrożenia dla tarczycy, nie rozdano ludności pastylek stabilnego jodu<sup>223</sup>.

Uwolnienia produktów rozszczepienia z elektrowni ograniczyły się do około 370 PBq gazów szlachetnych (które są – choć w znacznie mniejszej ilości – uwalniane także podczas normalnej eksploatacji<sup>224</sup>), a więc produktów, które nie wiążą się chemicznie z innymi pierwiastkami, zatem przepływają z wiatrem, dość szybko „rozcieńczają” do dopuszczalnych stężeń i nie osadzają się w organizmie człowieka ani na powierzchni gruntu. Dawki kolektywne otrzymane wokół elektrowni, spowodowane wydzieleniem tych gazów<sup>225</sup> oraz jodu były tak małe, że pozostały poniżej progu czułości przyrządów pomimo tego, że wokół TMI pracowały najlepsze zespoły pomiarowe w USA, wyposażone w najlepsze układy pomiarowe, jakie istniały w danej chwili w Stanach Zjednoczonych. Według obliczeń specjalistów oceniających skutki awarii, frakcja jodu, jaka wydostała się na zewnątrz obudowy bezpieczeństwa, była mniejsza od jednej dziesięciomilionowej ilości jodu w rdzeniu reaktora.

---

222 Strupczewski A. Awarie reaktorowe a bezpieczeństwa energetyki jądrowej, WNT Warszawa, 1990

223 Correcting The Record On Three Mile Island, Monday, August 28, 2006

<http://neinuclearnotes.blogspot.com/2006/08/correcting-record-on-three-mile-island.html>

224 Średnie na świecie uwolnienia gazów szlachetnych podczas pracy EJ w latach 1997-99 wg danych UNSCEAR wynosiły 13 TBq /GWe-rok

225 Eisenbud M., Exposure of the General Public near Three Mile Island, Nuclear Technology, vol. 87, Oc 1989, s 514-519

Po awarii średnia dawka dla osób mieszkających w promieniu 80 km była mniejsza niż 0,015 mSv, a dla osób mieszkających w promieniu 16 km - 0,08 mSv. Maksymalna obliczona dawka indywidualna wyniosła poniżej 1 mSv<sup>226</sup>.

Skażenie mleka produktami rozszczepienia było pomijalnie małe. Największe występowały w mleku kozim, które było wykorzystywane tylko do karmienia kozłąt. Wg oceny NRC, niemowlęta pijące mleko kozie o maksymalnym skażeniu przez 2 miesiące po awarii otrzymałyby hipotetycznie dawkę wynoszącą tylko 0,02 mSv.

Twierdzenia o negatywnych skutkach zdrowotnych są najczęściej pozbawione wszelkich podstaw. Wiele organizacji wyspecjalizowanych w dziedzinie ochrony przed promieniowaniem przeprowadziło szereg badań epidemiologicznych i nie stwierdziło żadnych ujemnych skutków zdrowotnych<sup>227</sup>. Ponadto zarzuty o utracie zdrowia wysuwane przez niektórych mieszkańców były rozpatrywane przez sąd. Zarówno sądy regionalne jak i sąd apelacyjny orzekły, że pomimo przeszukania wszelkich akt i dokumentów pod kątem poparcia twierdzeń mieszkańców, nie znaleziono żadnych podstaw aby stwierdzić wpływ awarii na zdrowie ludności, a pełna zgodność wielu różnych pomiarów i modeli obliczeniowych analizowanych przez różne zespoły wskazuje, że są one zgodne z rzeczywistością. Tezy o szkodliwym wpływie awarii w TMI na zdrowie mieszkańców zostały odrzucone<sup>228, 229, 230</sup>.

W czerwcu 1996 roku, w 17 lat po awarii w TMI, sędzia okręgowy sądu rejonowego w Harrisburgu, pani Sylvia Rambo oddaliła pozew, w którym powód twierdził, że wypadek spowodował skutki zdrowotne. Pani Sędzia powołała się na następujące fakty:

- Dobrą zgodność map narażenia radiacyjnego sporządzonych na podstawie modeli komputerowych z danymi z dozymetrów termoluminescencyjnych (TLD) pracujących podczas awarii, co wskazuje, że dozymetry spełniły swą rolę i poprawnie zmierzyły wielkość dawek.
- Maksymalna dawka poza elektrownią wyniosła nie więcej niż 1 mSv, co oznacza, że łączne skutki kolektywne wszystkich wydzieleni produktów radioaktywnych mogły spowodować mniej niż 1 zgon na raka w całym przedziale czasu po awarii.
- Powód nie zdołał udowodnić swego twierdzenia, jakoby wybuchy wodoru w systemie reaktorowym spowodowały uwolnienia radiacyjne, po których utworzyły się wąskie, lecz silnie skupione smugi gazów radioaktywnych.

Sędzia Rambo stwierdziła na zakończenie:

*„Chociaż powód twierdzi, że otrzymał dawkę 1 Sv (poziom dawek otrzymanych przez niektórych mieszkańców Hiroszimy podczas wybuchu bomby atomowej) sąd zauważył, że do wygrania sprawy wystarczyłoby, aby udowodnił on otrzymanie dawki 0,1 Sv. Jednakże powód nie mógł przedstawić dowodów otrzymania nawet tak malej dawki”.*

---

226 Good B.A. et al: Three Mile island and the Environment, Nuclear Technology, vol. 87, Oc 1989, s. 395-405

227 Cantelon P.L., Williams R.C., Crisis Contained, The Department of Energy at Three Mile Island," 1982

228 Holloway R. Killing Our Own - Did People Die from Three Mile Island? 1998 [www.ntanet.net/threemile.html](http://www.ntanet.net/threemile.html)

229 Samuel Walker: Three Mile Island – a nuclear crisis in historical perspective, Regents of the University of California, 2004

230 Fox M., Miloy S. Fear and ignorance followed Three Mile island, News Tribune Tacoma March 28,1999, <http://www.junkscience.com/mar99/tmi.htm>

Jak napisała pani sędzia w uzasadnieniu:

*„Powód miał ponad 20 lat do dyspozycji by zebrać dowody swych twierdzeń. Brak dowodów jest oczywisty. Sąd przesukał wszelkie dowody, by znaleźć okoliczności, jakie mogłyby stawiać w korzystnym świetle żądanie powoda i uzasadniać skierowanie sprawy do rozpatrzenia przez sąd. Wysiłki sądu były jednak bezowocne – nie udało się takich okoliczności znaleźć.”<sup>231</sup> :*

Adwokaci powoda apelowali do instancji wyższej. Apel został rozpatrzony przez Trzeci Amerykański Sąd Apelacyjny, który podtrzymał decyzję pani sędziny Rambo.

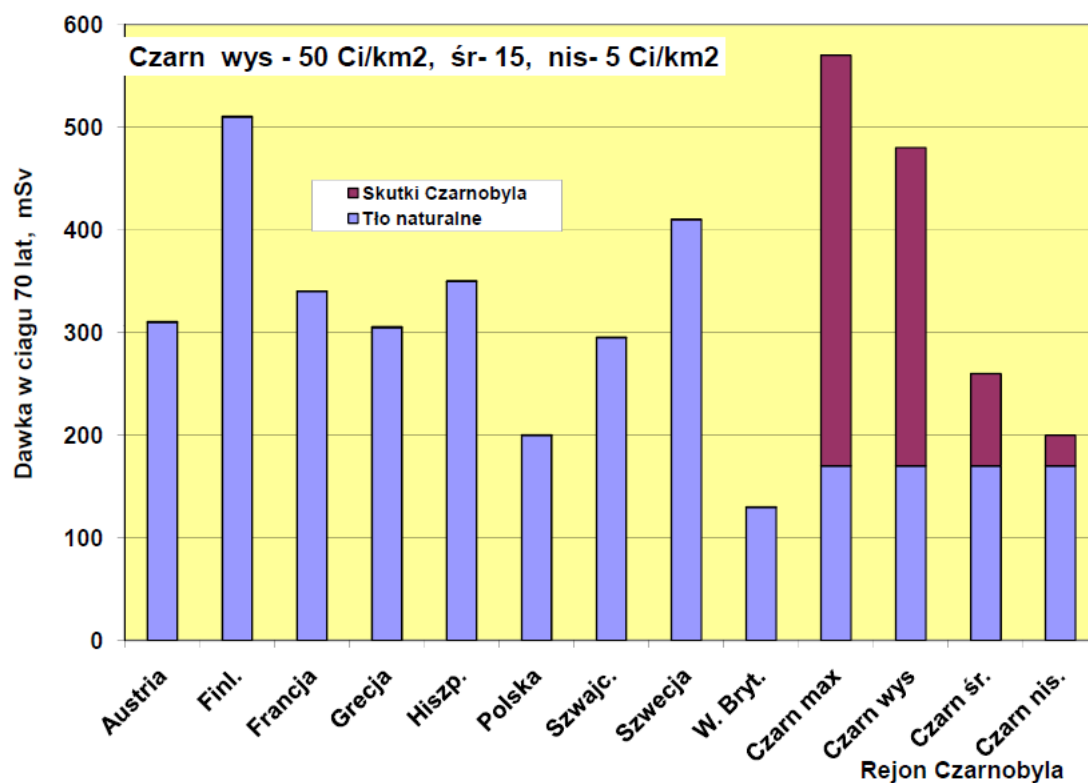
### 2.8.3.2. Skutki radiologiczne awarii w Czarnobylu

Reaktor w Czarnobylu, o którym mowa w Prognozie, był zbudowany niezgodnie z zasadami bezpieczeństwa jądrowego obowiązującymi w cywilnej energetyce jądrowej. Dopuszczenie w jego projekcie do samorzutnego wzrostu mocy w pewnych sytuacjach awaryjnych było niezgodne nie tylko z zasadami przyjętymi w krajach OECD, ale nawet z przepisami w Związku Radzieckim. Dlatego w PPEJ uznano, że skutków tej awarii nie można wliczać do bilansu cywilnej energetyki jądrowej, który ma stanowić bazę do decyzji o budowie reaktora III generacji w Polsce. Podobne podejście stosuje się i w innych gałęziach energetyki. Na przykład do zagrożeń powodowanych przez hydroelektrownie nie wlicza się ofiar pęknięcia tam budowanych przed 1930 rokiem według ówczesnych przepisów, bez prawidłowego nadzoru. W wielkiej analizie zagrożeń awaryjnych od różnych rodzajów energetyki opracowanej przez Paul Scherrer Institute w Szwajcarii nie uwzględniono w bilansie dla hydroelektrowni ofiar rozerwania zapory we Włoszech w Vaiont. W studium Externe Norwegia opracowująca zagrożenia od rozerwania zapór oparła się na własnym pozytywnym doświadczeniu, pomijając zapory wykonane w krajach poza OECD lub budowane w krajach OECD w dawnych latach. Ogólnie biorąc, zagrożenia ocenia się z uwzględnieniem aktualnego stanu technologii i nie ma powodu, by w przypadku elektrowni jądrowych, które rozwijają się bardzo intensywnie, odstępować od tej zasady.

Reaktory w Czarnobylu były zbudowane niezgodnie z zasadami bezpieczeństwa obowiązującymi w cywilnej energetyce jądrowej. Warto jednak zastanowić się, czy ewakuacja setek tysięcy ludzi przeprowadzona przez władze sowieckie miała uzasadnienie. Czasowa ewakuacja mieszkańców najbliższych okolic Czarnobyla była uzasadniona obawami, co stanie się dalej. Natomiast po opanowaniu sytuacji, gdy stało się jasne, że dawki dla ludności będą małe, utrzymywanie ludzi z dala od ich siedzib i tworzenie zamkniętej, wyludnionej strefy dookoła miejsca katastrofy, tzw. „zamkniętej zony” było niepotrzebnym działaniem, normalnym dla władz sowieckich przywykłych do przesiedlania setek tysięcy ludzi, ale niosącym ogromne szkody gospodarcze i psychiczne. Do dzisiaj pięć milionów ludzi otrzymujących dawki wielokrotnie niższe niż ludność mieszkająca w rejonach Finlandii, Szwecji lub w Masywie Centralnym we Francji uznaje się za „ofiary Czarnobyla”. Ludzie ci otrzymują zasilki, wprawdzie małe, ale pogłębiające ich przekonanie, że są bezsilnymi ofiarami wielkiej awarii. Ale gdyby te małe dawki promieniowania rzeczywiście miały szkodzić ich zdrowiu, to większe dawki szkodziłyby ludziom w wielu rejonach świata i należałoby wysiedlić- ewakuować na stałe- miliony Finów, Szwedów, Francuzów, Hindusów, Chińczyków... A także zakazać senatorom USA wstępu do Biblioteki Kongresu, gdzie ściany wykonano z granitu i promieniowanie tych ścian jest większe niż na terenach bezludnej strefy wokół Czarnobyla...

---

231 tamże



Rysunek 121. Porównanie dawek ze źródeł naturalnych otrzymywanych w ciągu życia w różnych krajach Europy i dawek powodowanych przez awarię w Czarnobylu (na wykresie 'Czarn'), które otrzymali mieszkańcy terenów skażonych lub których uniknęły osoby ewakuowane<sup>232</sup>.

Ale ani rząd Finlandii, ani rządy w innych krajach nie nakazują ewakuacji swej ludności, a Finowie, Szwedzi, Francuzi żyją długo i zdrowo, dłużej niż Polacy, chociaż działają na nich większe promieniowanie. Sowieckie decyzje o ewakuacji były efektem strachu, a nie rozsądnej oceny sytuacji. By zapobiec podobnym błędnym decyzjom w przyszłości, w końcu lat 90-tych organizacje międzynarodowe ustaliły, że trwałe przesiedlenie ludności po awarii jest uzasadnione dopiero wtedy, gdy w ciągu 70 lat życia dawki dodatkowe spowodowane awarią przekraczają 1000 mSv<sup>233</sup>. Potwierdził to dokument IAEA z 2005 roku.<sup>234</sup> Obecne wnioski UNSCEAR przedstawione w końcu 2012 r. Zgromadzeniu Ogólnemu ONZ<sup>235</sup> wyjaśniają sprawę ostatecznie - ewakuacja wokół Czarnobyla była niepotrzebna.

Stwierdzały to zresztą już wcześniej raporty Światowej Organizacji Zdrowia, Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, Komitetu UNSCEAR i innych organizacji międzynarodowych, wzywające władze Ukrainy, Białorusi i Rosji do zezwolenia na ponowne zasiedlenie okolic Czarnobyla. Rząd Białorusi przed dwoma laty zezwolił przesiedleńcom na powrót na stare tereny, z których kiedyś zostali wysiedleni. W sprawach skutków awarii w Czarnobylu nie należy więc ulegać emocjom dyktowanym przez strach, lecz opierać się na opinii międzynarodowych organizacji określających trzeźwo następstwa tej awarii. Niezależnie jednak od rozmiarów tych następstw, Polska nie zamierza

232 A.Strupczewski: Nie bójmy się energetyki jądrowej, COSiW, Warszawa, 2011,

233 Nuclear and radiation safety: Guidance for emergency response Malcolm Crick, IAEA BULLETIN, 1/1996,

234 Development of an extended framework for emergency response criteria, IAEA TECDOC 1432, Vienna 2005

235 [http://www.world-nuclear-news.org/RS\\_UN\\_approves\\_radiation\\_advice\\_1012121.html](http://www.world-nuclear-news.org/RS_UN_approves_radiation_advice_1012121.html)

budować reaktorów typu czarnobylskiego, a podobna awaria w reaktorach III generacji jest wykluczona.

### 2.8.3.3. Skutki awarii w EJ Fukushima

11 marca 2011 r. nastąpiło wielkie trzęsienie ziemi w Japonii, największe notowane w historii tego kraju, a w godzinę po nim uderzyła, spowodowana wstrząsami sejsmicznymi, fala tsunami o wysokości 14 metrów. Elektrownia Fukushima przetrzymała trzęsienie ziemi i była planowo schładzana, ale fala tsunami zalała ją, bo wały ochronne były zbyt niskie. Zalane wodą generatory elektryczne przestały działać. Chłodzenie elektrowni okazało się niemożliwe, nastąpiło stopienie rdzeni reaktorów i uwolnienie radioaktywności. Reaktory zostały utracone, a rząd japoński podjął decyzję o ewakuacji okolicznej ludności.

Promieniowanie z uszkodzonych reaktorów nie spowodowało utraty życia i zdrowia mieszkańców i personelu elektrowni. Potworne zniszczenia i zgony 20 000 ludzi były skutkiem trzęsienia ziemi i tsunami, a nie awarii w Fukushimie. Na podstawie raportów Światowej Organizacji Zdrowia i Komitetu ONZ ds. Skutków Promieniowania, można stwierdzić, że skutki radiacyjne były minimalne. Zbadano dorosłych i dzieci. Okazało się, że nic im nie grozi, a pastylek jodowych nie podawano, bo nie było takiej potrzeby. Normalna zachorowalność na raka w ciągu 89 lat życia wśród kobiet w Japonii wynosi 29,04 proc., a w miejscowości Namie, gdzie promieniowanie było największe, ryzyko zachorowalności na raka wśród noworodków płci żeńskiej, które dostały największe dawki, wzrosło do 30,2 proc. Wynik ten otrzymali uczeni japońscy i międzynarodowi stosując zasadę liniowej bezprogowej zależności skutków od dawki promieniowania zwaną LNT, dającą wyniki bardzo pesymistyczne, o której wspomniano powyżej w dokumencie.

Dla takiej samej grupy noworodków w miejscowości Litate, również przy zastosowaniu pesymistycznej hipotezy LNT, skutki były dwukrotnie mniejsze, a dla pozostałej populacji dzieci i dorosłych zmiany ryzyka były pomijalnie małe. Na całym pozostałym terytorium Japonii – i w innych krajach – dawki były zbyt małe, by mogły spowodować wzrost ryzyka zachorowania.

### 2.8.3.4. Podsumowanie wniosków z ciężkich awarii reaktorowych.

Awarie w TMI i w Fukushimie wykazały, że filozofia bezpieczeństwa stosowana w energetyce jądrowej jest słuszna. Nawet przy ciężkich awariach ze stopieniem rdzenia zagrożenie ludzi poza elektrownią jest małe. W przypadku TMI, gdzie błędy operatorów i brak pełnej wiedzy o procesach awaryjnych spowodowały zniszczenie rdzenia, uwolnienia produktów rozszczepienia poza obudowę były znikomo małe i nie było potrzeby podejmować żadnych działań interwencyjnych. W przypadku Fukushimy rozmiary kataklizmu naturalnego były tak wielkie, że elektrownia została pozbawiona wszelkiego wsparcia z zewnątrz, a jej własne środki obronne były zaprojektowane na mniejsze zagrożenia i rdzenie reaktorów uległy częściowemu stopieniu. Ewakuacja tysięcy ludzi z okolicy elektrowni była oczywiście ciężkim przeżyciem, ale ci ludzie nie ponieśli szwanku na zdrowiu, podczas gdy skutki trzęsienia ziemi i tsunami poza elektrownią były przerażające i pochłonęły dziesiątki tysięcy istnień ludzkich. Tymczasem awarie przestarzałych reaktorów, które nie były modernizowane przez wiele lat, nie spowodowały żadnych zgonów ani zachorowań popromiennych. Lekcje z obu tych awarii zostały przeanalizowane i posłużyły do wprowadzenia wielu ulepszeń w obecnie budowanych reaktorach, a także do udoskonalenia metod opanowania awarii. Akcja „stress testów” przeprowadzona w ciągu roku po awarii w Fukushimie wykazała, że reaktory II generacji są

eksploatowane zgodnie z wymaganiami licencyjnymi i potrzebują niewielu modyfikacji by sprostać warunkom maksymalnych obciążeń zewnętrznych, a reaktory III generacji są zasadniczo odporne na wszelkie zagrożenia zewnętrzne. W reaktorach budowanych w Polsce wnioski ze „stress testów” będą uwzględnione w całej rozciągłości.

Reaktor w Czarnobylu był zbudowany niezgodnie z zasadami i przepisami bezpieczeństwa i nie będzie rozpatrywany jako punkt odniesienia dla oceny bezpieczeństwa przyszłych elektrowni jądrowych w Polsce.

#### 2.8.4. Dyskusja zarzutu, że w PPEJ i Prognozie SEA nie uwzględniono wniosków ze „stress testów”

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>236</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 powyłaczeniowego, 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 Fukushima. 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 Fukushima, w którym uczestniczyli także polscy eksperci. Ewentualne nowe wnioski wynikające z tych prac zostaną wykorzystane dla dalszego uzupełnienia i wzmocnienia polskich wymagań bezpieczeństwa elektrowni jądrowych.

Wyniki przeprowadzonych „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych, w tym nowobudowanych jądrowych bloków energetycznych z reaktorami EPR (w Finlandii i Francji)<sup>237</sup>, oraz wykonane w USA analizy odporności bloku AP1000 na ekstremalne zagrożenia zewnętrzne<sup>238</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

---

236 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.

237 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.

238 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.



oraz baterie akumulatorów, dodatkowe agregaty dieslowskie o stosunkowo niewielkiej mocy, oraz przewoźne i przenośne wyposażenie takie jak: agregaty prądotwórcze, motopompy, itp.

### **2.8.5. Dyskusja stwierdzenia, że promieniotwórcze produkty rozszczepienia z EJ (jak I-131, Cs-137, Sr-90) odkładają się w pewnych organach i tkankach powodując zwiększone zagrożenie dla zdrowia**

Fakt odkładania się produktów rozszczepienia i ich pochodnych w określonych organach i tkankach jest dobrze znany i uwzględniany w ochronie radiologicznej. Dla każdego radionuklidu określa się proces jego odkładania w organizmie ludzkim, z uwzględnieniem wszystkich radionuklidów pochodnych (*daughter products*) i w oparciu o taką pełną analizę wyznacza się dawki graniczne. Aktywności radionuklidów powodujących dawki graniczne zostały określone we współpracy Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej ze wszystkimi kompetentnymi instytucjami, w tym Światową Organizacją Zdrowia<sup>239</sup>, Food Agricultural Organisation i innymi organizacjami międzynarodowymi. Dawki graniczne dla osób mieszkających poza strefą ograniczonego użytkowania zostały w Polsce ustalone na niskim poziomie, zarówno dla warunków normalnej pracy jak i dla sytuacji awaryjnych. Przepisy ochrony radiologicznej wyraźnie mówią o dawkach dodatkowych powodowanych przez działalność człowieka, zabezpieczając więc właściwy poziom wymagań bezpieczeństwa, jakie będą stosowane przy wyborze elektrowni i przy jej eksploatacji.

W przypadku ludności w Polsce skutki radiologiczne awarii w Czarnobylu były szczególnie wnikliwie badane, a rząd wprowadził nawet osobny program badawczy mający na celu dokładne zbieranie wszelkich informacji o zagrożeniach zdrowia powodowanych przez promieniowanie po awarii w Czarnobylu.<sup>240</sup>

Polska jest krajem o zróżnicowanym poziomie niedoboru jodu w glebie i wodzie. Również skażenie radiacyjne po awarii w Czarnobylu nie było rozłożone równomiernie. Dlatego też na głównych terenach endemicznego wola, czyli na Podkarpaciu, w rejonie krakowskim, na Dolnym Śląsku, na terenach dawnego woj. łódzkiego i piotrkowskiego, a także w północno-wschodnich rejonach kraju, prowadzone były badania epidemiologiczne występowania nowotworów tarczycy.

W analizach wykorzystano materiały dotyczące zachorowań, zgonów i hospitalizacji z powodu nowotworów tarczycy w Polsce w latach 1980–2000. Dane o zachorowaniach pochodzą z rejestrów nowotworów, publikowanych przez Krajowy Rejestr Nowotworów Centrum Onkologii – Instytutu im. M. Skłodowskiej-Curie, informacje o zgonach pochodzą z danych Głównego Urzędu Statystycznego, a dane o hospitalizacji z powodu nowotworów tarczycy pochodzą z Ogólnopolskiego Badania Chorobowości Szpitalnej Ogólnej. Prowadzone jest ono we wszystkich szpitalach podległych Ministerstwu Zdrowia oraz w szpitalach kolejowych. Nadzór nad badaniem sprawuje Zakład Statystyki Medycznej Państwowego Zakładu Higieny w Warszawie, gdzie również odbywa się przetwarzanie i opracowywanie jego wyników. Badanie prowadzono od 1979 roku a jego przedmiotem jest systematycznie losowana 10-procentowa próba przypadków leczonych w szpitalach.

---

239 IAEA SS115 International Basic Safety Standards for Protection against Ionizing Radiation and for the Safety of Radiation Sources Co-sponsorship: FAO, ILO, OECD/NEA, PAHO, WHO Supersedes Safety Series No. 9, 1982 Edition.

240 Nauman J. Wyniki badań programu MZ-XVII prowadzonych w skali kraju; podsumowanie i wnioski. Endokrynol Pol 1991; 42: 359–367

Zapadalność na nowotwory tarczycy od początku lat 90-tych wykazuje niewielki, ale stały wzrost, szczególnie wśród kobiet. U obu płci wzrost ten jest statystycznie istotny. Umieralność z powodu nowotworów tarczycy w ciągu całego okresu obserwacji utrzymuje się zarówno u mężczyzn jak i kobiet na stałym, niskim poziomie.

Wszystkie obliczenia dotyczące dawek promieniowania dla całego ciała i dla tarczycy ludzi zamieszkujących różne tereny Polski wskazują, że w ciągu pierwszego roku po awarii przeciętna dawka dla całego ciała mieszkańca Polski wynosiła około 0,3 mSv, a średnie dawki pochłonięte przez tarczycę u dzieci można oceniać na 8–10 mGy. W następnych latach dawki te znacząco się zmniejszały. Roczna dawka promieniowania otrzymywana ze wszystkich źródeł naturalnych wynosi w Polsce około 2,4 mSv. Dane te wskazują na znikome i praktycznie niemierzalne ryzyko zdrowotnych następstw awarii w Czarnobylu.

W Polsce na przestrzeni lat 1980–2000 widać wzrost częstości zachorowań, zwłaszcza od 1991 roku wśród kobiet, a w latach 1992–1993 i 1999–2000 wśród mężczyzn. Ma on czasowy związek ze wstrzymaniem w Polsce profilaktyki jodowej w 1980 roku. Analizując inne czynniki ryzyka nowotworów tarczycy wymienia się też promieniowanie jonizujące pochodzące z ekspozycji medycznej i narażenia po awarii Czarnobylu na terenach o większym skażeniu promieniotwórczym a także czynniki genetyczne, środowiskowe i żywieniowe.

Wzrost częstości zachorowań obserwowany jest też w innych krajach. W Kalifornii, w epidemiologicznym badaniu w latach 1972–1995, stwierdzono od początku obserwacji średnioroczny wzrost zachorowań o 1,5% u mężczyzn i 1% wśród kobiet. Podobny wzrost występuje w ostatnich latach w Niemczech. W Tasmanii, kraju, który podobnie jak Polska jest terenem endemicznym pod względem występowania wola, również wiąże się wzrost zapadalności na nowotwory tarczycy z zaprzestaniem profilaktyki jodowej w latach 80-tych<sup>241</sup>.

Podobny wniosek formułują lekarze z Akademii Medycznej w Białymstoku, gdzie dawki promieniowania po awarii w Czarnobylu były największe w Polsce. We wnioskach ze swej pracy podsumowującej 20-letnie badania raka tarczycy u dzieci piszą oni:

*„Obserwowany przez wielu autorów wzrost występowania gruczolaków i raków tarczycy może być wynikiem wielu czynników. Jako pierwszy należy uwzględnić niedobór jodu. W badaniach autopsyjnych stwierdzono około 10 razy więcej raków na terenach endemicznych. W obserwacjach z Białorusi stwierdzono także wzrost liczby nowotworów u dzieci z okolic Czarnobyla, co może być stymulowane niedoborem jodu. Zaobserwowano zmniejszenie liczby przypadków raka pęcherzykowego i anaplastycznego oraz wzrost liczby raków brodawkowatych po wprowadzeniu obowiązkowej profilaktyki jodowej. Na uwagę zasługuje ponadto fakt braku w Polsce w latach 80. profilaktyki jodowej (jodowanie soli wstrzymano w 1980 r.).”*

Dopiero na dalszych pozycjach wymieniają oni jako możliwe przyczyny promieniowanie jonizujące, oraz zmianę metod diagnostycznych, a mianowicie rozpowszechnienie badania USG i celowanej biopsji aspiracyjnej cienkoigłowej (BACC) tarczycy.

---

241 Hanna Roszkowska, Paweł Goryński: NOWOTWORY TARCZYCY W POLSCE W LATACH 1980–2000, PRZEGL EPIDEMIOL 2004;58:369–76

Z uwagi na znikome rozmiary zmiany częstości występowania nowotworów utajonego raka tarczycy w Polsce, w żadnej z prac nie dokonywano prób ustalenia zależności między liczbą przypadków i średnimi dawkami promieniowania w danym regionie. Przeciwnie, autorzy z różnych ośrodków są zgodni, że główną przyczyną wzrostu liczby zachorowań na utajonego raka tarczycy jest wstrzymanie profilaktyki jodowej w Polsce w 1980 roku.

#### **2.8.6. Uzupelnienie informacji nt. systemu monitoringu radiacyjnego kraju oraz obowiązujących wymagań w zakresie ochrony radiologicznej – w odnośnie poziomów interwencyjnych**

Monitoring środowiska będzie prowadzony przez instytucje niezależne od inwestora/eksploatatora elektrowni jądrowej. Nie są jeszcze one obecnie ustalone, wybór nastąpi po ustaleniu lokalizacji elektrowni. Monitoring będzie oparty o doświadczenia z obecnej pracy sieci monitoringu w Polsce. Obecnie w przypadku składowiska odpadów radioaktywnych w Różanie monitoring jest prowadzony przez instytucje niezależne od prowadzącego eksploatację KSOP Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych (ZUOP), a mianowicie

- Państwowy Instytut Geologiczny,
- Państwowa Agencja Atomistyki (Dozór Jądrowy),
- Z-d Ochrony Przed Promieniowaniem NCBJ.

W przypadku elektrowni jądrowych monitoring może być również powierzony Centralnemu Laboratorium Ochrony Radiologicznej. Ponadto w pomiary radiologiczne włączone są dalsze organizacje, mianowicie Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej oraz Ministerstwo Obrony Narodowej. Uczestniczą one w obecnie funkcjonującym systemie stacji wczesnego wykrywania skażeń, który pracuje pod nadzorem i jest koordynowany przez Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki. W jego skład wchodzi kilka podsystemów stacji pomiarowych wyszczególnionych i opisanych w poniżej.

W Polsce istnieją obecnie dość rozbudowane systemy pomiarowe mocy dawki i skażeń promieniotwórczych monitorujące stan radiacyjny kraju, które mogą i będą wykorzystane także dla potrzeb prowadzenia monitoringu w razie wystąpienia awarii w EJ. Poniżej przedstawiono zwięzłą informację nt. obecnie funkcjonującego systemu stacji wczesnego wykrywania skażeń. System ten pracuje pod nadzorem i jest koordynowany przez Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki. W jego skład wchodzi kilka podsystemów stacji pomiarowych, a mianowicie:

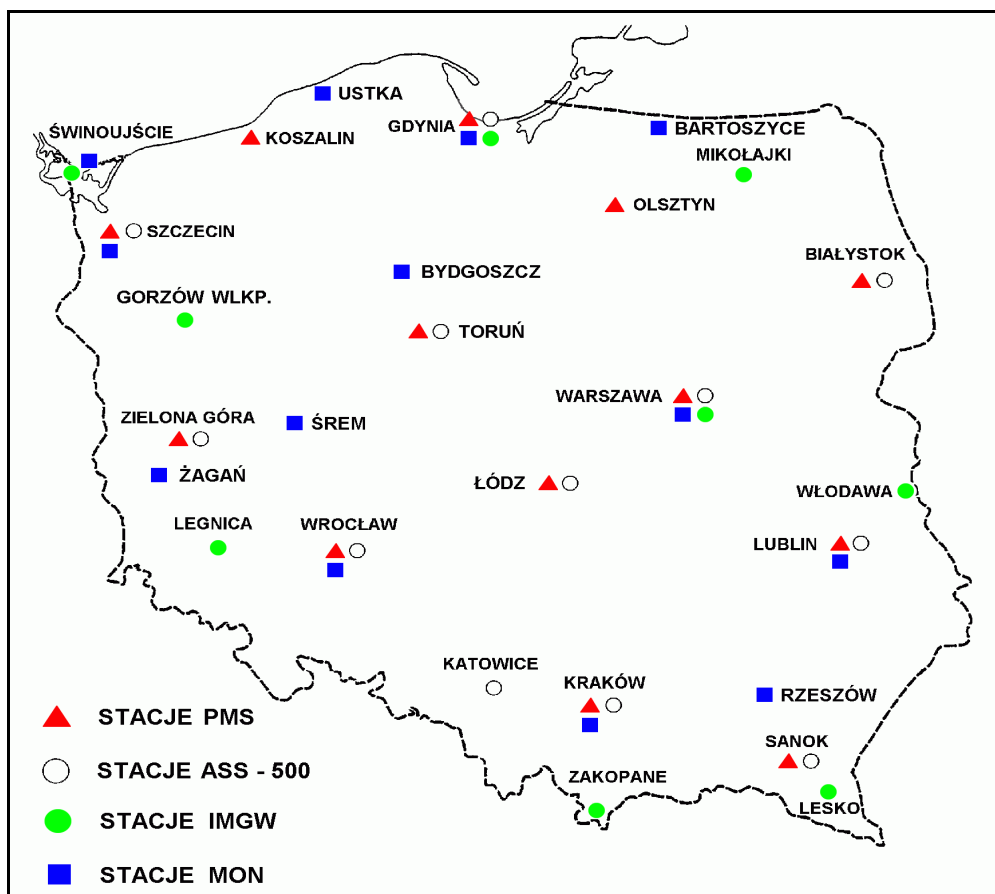
- 1) 12 stacji typu ASS-500/NASS-500 (Aerosol Sampling Station/New Aerosol Sampling Station) należących do Centralnego Laboratorium Ochrony Radiologicznej, wykonujących ciągłe zbieranie aerozoli atmosferycznych na filtry oraz pomiary spektrometryczne prowadzone w systemie on-line, umożliwiające wykrycie w ciągu 1 godz. stężenia izotopów Cs-137 i I-131 w powietrzu na poziomie pojedynczych Bq/m<sup>3</sup> (poniżej fot. stacji NASS-500 w CLOR w Warszawie).
- 2) 13 stacji automatycznych PMS (Permanent Monitoring Station) należących do PAA, które wykonują ciągłe pomiary:
  - mocy dawki promieniowania gamma oraz widma promieniowania gamma powodowanego skażeniem powietrza i powierzchni ziemi,
  - intensywności opadów atmosferycznych oraz temperatury otoczenia.

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

- dziewięć stacji Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMiGW) , które wykonują:
- ciągły pomiar mocy dawki promieniowania gamma i aktywności całkowitej alfa i beta aerozoli atmosferycznych;
- pomiar aktywności całkowitej beta i zawartości Cs-137 w próbach tygodniowych i miesięcznych opadu całkowitego oraz oznaczanie zawartości Cs-137 i Sr-90 w zbiorczej miesięcznej próbie opadu (pochodzącej ze wszystkich stacji razem).
- trzynaście stacji pomiarowych Ministerstwa Obrony Narodowej, zlokalizowanych na terenach jednostek wojskowych, które wykonują ciągłe pomiary mocy dawki promieniowania gamma rejestrowane automatycznie w Centralnym Ośrodku Analizy Skażeń (COAS).



**Rysunek 122. Stacja NASS-500 w CLOR w Warszawie.**



Rysunek 123. Sieć stacji wczesnego wykrywania skażeń w Polsce.

Na mapce powyżej przedstawiona jest sieć stacji wczesnego wykrywania skażeń. Jak widać stacje te dość równomiernie pokrywają teren naszego kraju. Warto tutaj jeszcze zwrócić uwagę na fakt, że najbardziej czuła z tych sieci, a mianowicie sieć stacji ASS-500/NASS-500 jako jedyna w Polsce zarejestrowała przemieszczające się nad naszym krajem skażone powietrze z Japonii po awarii w elektrowni jądrowej Fukushima Dai-ichi. Cała wiedza dotycząca skażeń powietrza w Polsce w tym czasie opierała się na pomiarach radiologicznych prowadzonych w tej właśnie sieci. Dalsze informacje o systemie wykrywania skażeń i alarmowania można znaleźć w Internecie na stronie PAA <http://www.paa.gov.pl/?frame=8.4>, a także w postaci wykładów instytucji i uczelni regionalnych, np. [http://www.sgsp.edu.pl/uczelnia/kdrg/zdid/ks\\_wsia.pdf](http://www.sgsp.edu.pl/uczelnia/kdrg/zdid/ks_wsia.pdf).

Niezależnie od tych publicznych systemów, eksploatatorzy elektrowni jądrowych będą musieli zorganizować własne systemy monitoringu i ośrodki pomiarów zewnętrznych monitorujące stan środowiska – w tym sytuację radiacyjną wokół EJ.

W polskich przepisach ochrony radiologicznej (patrz: pkt 2.10.2), które są zgodne z aktualnie obowiązującą Dyrektywą 96/29/Euratom:

- graniczne dawki dla pracowników (ang. *occupational exposure*) są zgodne z nowymi standardami ochrony radiologicznej MAEA<sup>242</sup>, za wyjątkiem dawek dla soczewek oczu – które w nowych standardach MAEA zostały znacznie obniżone;

242 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. Schedule III. Dose Limits for Planned Exposure Situations. Occupational Exposure.

- wszystkie dawki graniczne dla osób z ogółu ludności (ang. *public exposure*) są zgodnie z nowymi standardami ochrony radiologicznej<sup>243</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>244</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 - w listopadzie 2011 r.).

### 2.8.7. Dyskusja kwestii odpowiedzialności za szkody jądrowe

Odpowiedzialność cywilna za szkody jądrowe została w Polsce uregulowana w znowelizowanej 13.05.2011 r. ustawie Prawo atomowe<sup>245</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>246</sup>, a następnie (14.05.2010 r.) Polska przystąpiła także do protokołu zmieniającego Konwencję Wiedeńską<sup>247</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>248</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>249</sup>, (...).*

**Art. 103. 1.** *Osoba eksploatująca jest obowiązana do zawarcia umowy ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej za wyrządzoną szkodę jądrową.*

---

243 Ibidem: Schedule III. Dose Limits for Planned Exposure Situations. Public Exposure.

244 Ibidem: Annex. Generic Criteria for Protective Actions and other Response Actions in Emergency Exposure Situations to Reduce the Risk of Stochastic Effects.

245 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>

246 Dz. U. z 1990 r. Nr 63, poz. 370 i 371.

247 Dz. U. z 2010 r. Nr 4, poz. 9.

248 SDR – Special Drawing Right (jednostka rozliczeniowa Międzynarodowego Funduszu Walutowego – unit of account defined by the International Monetary Fund).

249 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).

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.

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 się 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>250</sup> ustawy z dnia 22 maja 2003 r. o ubezpieczeniach obowiązkowych, Ubezpieczeniowym 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>251</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);

---

250 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:

(...),

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 ogłoszanego 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.”

251 Zgodnie z art. 7 ust. 1 protokołu zmieniającego Konwencję Wiedeńską o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową z 12.09.1997 r.



3) Skarb Państwa gwarantuje wypłatę odszkodowania z tytułu szkody jądrowej:

- 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.

## 2.9. ZAGROŻENIA ZEWNĘTRZNE DLA ELEKTROWNI JĄDROWYCH

### 2.9.1. Dyskusja zarzutu o braku wystarczającego odniesienia do możliwości wystąpienia zagrożeń naturalnych

**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 przytoczono cytaty wybrane z ww. dokumentów.

\*\*\*\*\*

#### Ustawa Prawo atomowe<sup>252</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:*

---

252 Dz. U. z 2012 r., poz. 264 i 908.

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

#### Rozporządzenie lokalizacyjne<sup>253</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.

---

253 Dz. U. z 2012 r., poz. 1025.

**§ 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 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>254</sup>, w ciągu ostatnich 60 lat była lub jest prowadzona:*
  - a) *działalność polegająca na wydobywaniu kopalin lub*
  - b) *działalność polegająca na podziemnym bezzbiornikowym 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:*

---

254 §2 1) d) przeszłą, obecną, i planowaną działalność stanowiącą lub mogącą stanowić zagrożenie dla obiektu jądrowego przez indukowanie wstrząsów sejsmicznych, powodowanie uaktywniania 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,

- 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 tej nieruchomości, tak by cała nieruchomość, na której jest planowane usytuowanie obiektu jądrowego znalazła się w graniach 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>255</sup>

---

255 Dz. U. z 2012 r., poz. 1043.

§ 8. Przy ustalaniu zestawu zewnętrznych PZI<sup>256</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,
- 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:

---

256 PZI – postulowane zdarzenie inicjujące (ang. Postulated Initiating Event – PIE).

- 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>257</sup>

**§ 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.*

---

257 Dz. U. z 2012 r., poz. 1048.

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>258</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.

Odnosząc się do możliwości uzupełnienia informacji w Prognozie na temat zagrożeń naturalnych należy wskazać ponownie, iż Polska jest na etapie opracowywania Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Dokumentu strategicznego o charakterze wdrożeniowym obejmującym środki prawne,

---

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

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 oceny procedury oddziaływania na środowisko.

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

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

### **2.9.2. Dyskusja zarzutu o braku odporności elektrowni jądrowej na niebezpieczeństwa związane z atakami terrorystycznymi**

Odnosnie 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 (1988 r.)<sup>259</sup> oraz średniej wielkości samolotu pasażerskiego Boeing 707-320 (1996 r.)<sup>260</sup> wykazały, że obudowa bezpieczeństwa reaktora II generacji wytrzyma uderzenie i nie zostanie zniszczona przez część samolotu

3. Po samobójczych zamachach na WTC i Pentagon z 11.09.2001 r. 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 2002 r. 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>261</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 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>262</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 2002 r.

---

259 Footage of 1988 rocked-sled test. Sandia National Laboratories. <http://www.sandia.gov>.

260 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).

261 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.

262 Robert M. Jefferson Consultant: Nuclear Security: General aviation is not a threat. Albuquerque, New Mexico. May 16, 2002.

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 zewnątrz 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.

### 2.9.3. Dyskusja tezy o zagrożeniu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych wobec niedostatecznego stanu systemów przeciwpowodziowych w Polsce

W Prognozie napisano, że „*Powódź 2010 r. kolejny raz obnażyła niedoskonałości polskiego systemu zabezpieczeń przeciwpowodziowych, i to zarówno jego części technicznych<sup>263</sup>, jak i nietechnicznych<sup>264</sup>. Powszechnie dochodziło do przerwania wałów przeciwpowodziowych i zalewania 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>265</sup>”.*

Ministerstwo Gospodarki 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 nawałnych – głównie małe cieki, szczególnie na obszarach górskich i wyżynnych,
- powodziami na rzekach głównych i ich dopływach przy przedłużających się opadach rozlewnych – cały kraj,

---

263 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).

264 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.

265 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).

- 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.

Ministerstwo Gospodarki 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 wskazać, 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 Jeziorem Żarnowieckim, w odległości ok. 10 km od morza). Natomiast w dającej się przewidzieć perspektywie czasowej nie planuje się lokalizowania elektrowni jądrowych nad rzekami lub ujściami rzek do morza (estuariami).

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 innych Państw.

## **2.10. NADZÓR NAD BEZPIECZEŃSTWEM ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE**

### **2.10.1. Organy państwowe zaangażowane w zapewnienie bezpieczeństwa energetyki jądrowej**

Działania nadzorcze nad bezpieczeństwem i oddziaływaniem na środowisko energetyki jądrowej w Polsce – realizowane będą przez instytucje kontrolne wymienione i scharakteryzowane poniżej – będą one oczywiście obejmować cały okres realizacji elektrowni jądrowych (wybór lokalizacji, budowę i rozruch), ich eksploatacji oraz likwidacji, oraz obejmować wszystkie elementy środowiska narażone na oddziaływanie nie tylko podczas eksploatacji, ale także budowy, rozruchu i likwidacji elektrowni jądrowej.

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 ponad 30 lat skutecznej działalności, będzie współpracował z Urzędem Dozoru Technicznego (nadzorującym

urządzenia i instalacje ciśnieniowe lub zawierające substancje niebezpieczne – w tym promieniotwórcze<sup>266</sup>, 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.

---

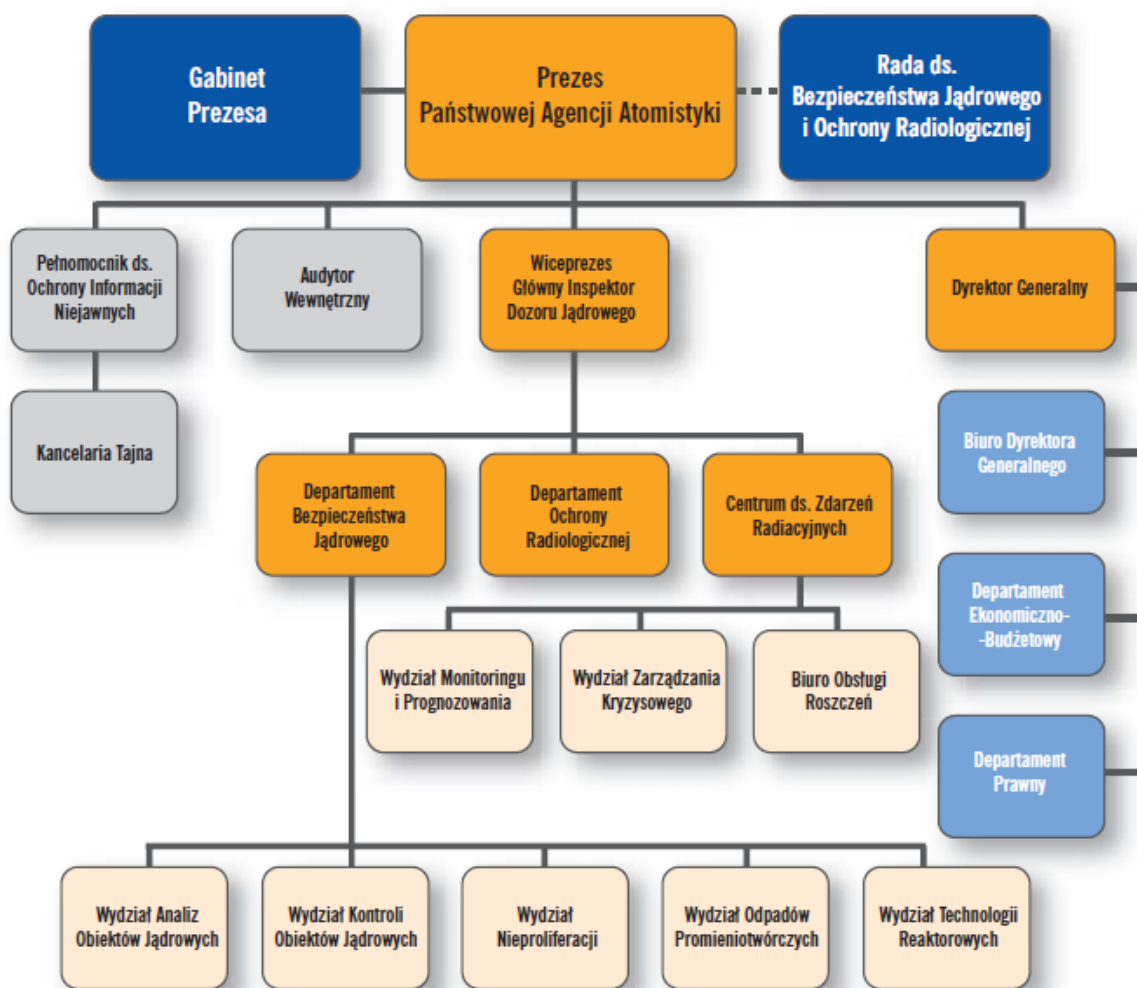
266 Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie rodzajów urządzeń technicznych lub urządzeń podlegających dozorowi technicznemu w elektrowni jądrowej.

- 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>267</sup>. 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).

---

267 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>



Rysunek 124. 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 zostaną 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) – w szczególności przedstawiciele PAA biorą udział w pracy poszczególnych komitetów ds. standardów bezpieczeństwa (NUSSC, RASSC, TRANSSC, WASSC, NSGC), 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>268</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.), zatrudniającą inspektorów o wysokich kwalifikacjach i dużym doświadczeniu zawodowym.

W dniach 15-25.04.2013 r. stan przygotowania Państwowej Agencji Atomistyki do nadzoru obiektów jądrowych – ze szczególnym uwzględnieniem energetyki jądrowej, oraz realizację zadań dozorowych, oceniała misja Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej *Integrated Regulatory Review Service* (IRRS). Misja IRRS wydała bardzo pozytywną opinię, sformułowaną w raporcie<sup>269</sup> oraz w informacji prasowej<sup>270</sup>.

Podkreślono, że PAA jest w pełni świadoma zadań czekających ją w związku z realizacją Programu Polskiej Energetyki Jądrowej i pełnienia w nim roli dozoru jądrowego. Zauważono wysokie kompetencje kierownictwa i pracowników PAA. „Zarówno polskie przepisy, jak i działania PAA zapewniają Polakom dobrą ochronę przed promieniowaniem”, powiedział Robert Lewis z amerykańskiej Komisji Dozoru Jądrowego (NRC), kierujący pracami misji IRRS w Polsce. „PAA jest skoncentrowana na swoich zadaniach i w pełni zaangażowana w zapewnienie bezpieczeństwa”, dodał.

Eksperti misji IRRS szczególnie pozytywnie ocenili wprowadzenie zmian przepisów we wczesnym etapie programu jądrowego. Odpowiednie zmiany w przepisach zostały wprowadzone w latach 2011-2012. Za „dobrą praktykę” uznano również podjęcie aktywnej współpracy z Urzędem Dozoru

268 Technical Support Organizations – TSOs.

269 INTEGRATED REGULATORY REVIEW SERVICE (IRRS) REPORT TO Poland. Warsaw, Poland. 15-25 April 2013. IAEA Department of Nuclear Safety and Security. IAEA-NS-IRRS-2013/02.

270 <http://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/2013/prn201304.html>

Technicznego. Jednocześnie wstępny raport podkreśla, iż konieczny rozwój Agencji w kolejnych latach może stać się poważnym wyzwaniem dla PAA i jej kierownictwa. Dlatego misja IRRS przygotowała zestaw zaleceń i sugestii, których celem jest wzmocnienie systemu zarządzania i ułatwienie zarządzania wiedzą wewnątrz PAA.

Ocena stanu przygotowań polskiego Dozoru Jądrowego przez MAEA nie sprowadza się przy tym tylko do misji IRRS. Np. w dniach 25-29.06. 2012 r. odbyła się misja MAEA „EM3”: *Expert Mission on Development of Safety Regulations and Regulatory Guides for NPPs*. Planowane są też następne specjalistyczne misje.

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 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.

#### **2.10.2. Informacje o wymaganiach 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.

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

- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2011 r. w sprawie oceny okresowej bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego (*Dz. U. z 2012 r. poz. 556*)

- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2011 r. w sprawie wzoru kwartalnego sprawozdania o wysokości uiszczonej wpłaty na fundusz likwidacyjny (*Dz. U. z 2012 r. poz. 43*)
- 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*)
- 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*)
- 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*)
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 listopada 2011 r. w sprawie wzoru legitymacji służbowej inspektora dozoru jądrowego (*Dz. U. nr 257, poz. 1544*)
- 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*)
- 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*)
- 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*)
- 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*)
- 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*)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 lutego 2013 r. w sprawie wymagań dotyczących rozruchu i eksploatacji obiektów jądrowych (*Dz. U. z 2013 r., poz. 281*)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 lutego 2013 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej dla etapu likwidacji obiektów jądrowych oraz zawartości raportu z likwidacji obiektu jądrowego (*Dz. U. z 2013 r., poz. 281*)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 października 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 (*Dz. U. z 2012 r., poz. 1213*)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie inspektorów dozoru jądrowego (*Dz. U. z 2012 r., poz. 1014*).

Oprócz tego zostaną wydane następujące dwa rozporządzenia dotyczące dozoru urzędów energetyki jądrowej – jako akty wykonawcze do ustawy o dozorcach technicznych (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 2010 r.<sup>271</sup>), uwzględniając także wymagania dokumentu „EUR”<sup>272</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 powyłężeniowego, itp.

#### Ustawa Prawo atomowe

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

(...)

*2. W przypadku awarii ze stopniem 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;*

---

271 WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants. November 2010.

272 European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision C. April 2001.

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 wielokrotnieniu 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 rozerwania 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>273</sup>, a uwzględniających rekomendacje Międzynarodowej Komisji Ochrony Radiologicznej (ICRP) wydane do 1996 r.

W listopadzie 2011 r. zostały opublikowane przez MAEA nowe standardy ochrony radiologicznej<sup>274</sup>, które jeszcze nie zostały implementowane do prawa UE, jako nowa dyrektywa Euratom.

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

273 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.

274 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.

- graniczne dawki dla pracowników (ang. *occupational exposure*) są zgodne z nowymi standardami ochrony radiologicznej MAEA<sup>275</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>276</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>277</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** (jako wytyczne techniczno-organizacyjne Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki), których wstępny wykaz podajemy poniżej. Projekty czterech z tych dokumentów (1.2, 3.1, 3.3, 3.4) również zostały już opracowane.

#### Wstępny wykaz planowanych wytycznych dozoru jądrowego:

1. Wytyczne ogólne
  - 1.1. Wymagania dla zintegrowanych systemów zarządzania dla elektrowni jądrowych (na etapach projektowania i budowy, rozruchu, eksploatacji i likwidacji)
  - 1.2. Procedury licencjonowania elektrowni jądrowych (dotyczące wydawania opinii ws. lokalizacji, wstępnej opinii w sprawie rozwiązań techniczno-organizacyjnych, oraz zezwoleń na budowę, rozruch, eksploatację i likwidację)
2. Wytyczne dotyczące lokalizacji
  - 2.1. Wymagania dla monitoringu meteorologicznego dla elektrowni jądrowych
  - 2.2. Wymagania dla monitoringu hydrologicznego i hydrogeologicznego dla potrzeb oceny zagrożeń powodziowych dla elektrowni jądrowych
  - 2.3. Wymagania dla monitoringu sejsmicznego dla elektrowni jądrowych
  - 2.4. Wymagania dla oceny warunków geotechnicznych lokalizacji elektrowni jądrowych
  - 2.5. Wymagania dla monitoringu radiologicznego dla elektrowni jądrowych (na etapach projektowania i budowy, rozruchu, eksploatacji i likwidacji)
  - 2.6. Wymagania dla oceny zagrożeń elektrowni jądrowych pochodzących od zdarzeń zewnętrznych
3. Wytyczne dotyczące projektowania i budowy

---

275 Schedule III. Dose Limits for Planned Exposure Situations. Occupational Exposure.

276 Schedule III. Dose Limits for Planned Exposure Situations. Public Exposure.

277 Annex. Generic Criteria for Protective Actions and other Response Actions in Emergency Exposure Situations to Reduce the Risk of Stochastic Effects.

- 3.1. Specyficzne wymagania bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej dla projektu elektrowni jądrowej z reaktorem lekkowodnym III generacji
- 3.2. Wymagania ochrony przeciwpożarowej dla elektrowni jądrowych
- 3.3. Specyficzne wymagania dla analiz bezpieczeństwa elektrowni jądrowych
- 3.4. Specyficzne wymagania dla raportów bezpieczeństwa dla elektrowni jądrowych
- 3.5. Wytyczne dla klasyfikacji bezpieczeństwa systemów, konstrukcji i urządzeń elektrowni jądrowych
4. Wytyczne dotyczące rozruchu i eksploatacji
  - 4.1. Wymagania dla systemów ewidencji i kontroli materiałów jądrowych w elektrowniach jądrowych
  - 4.2. Wymagania w sprawie kwalifikacji, programów szkolenia oraz weryfikacji kompetencji i procedur nadawania uprawnień personelowi elektrowni jądrowych
  - 4.3. Wymagania dla prowadzenia i oceny testów fizycznych podczas uruchamiania jądrowego bloku energetycznego
  - 4.4. Wymagania w sprawie zapewnienia jakości oprogramowania komputerowego dla elektrowni jądrowej
  - 4.5. Wymagania dla ochrony radiologicznej pracowników w elektrowniach jądrowych
  - 4.6. Wymagania w sprawie monitorowania i kontrolowania uwolnień substancji z promieniotwórczych z elektrowni jądrowej
  - 4.7. Wytyczne w sprawie specyfikacji bezpieczeństwa (włączając limity i warunki eksploatacyjne) dla elektrowni jądrowej
  - 4.8. Wytyczne w sprawie monitorowania i kontrolowania kruchości radiacyjnej materiałów zbiorników ciśnieniowych jądrowych reaktorów energetycznych
  - 4.9. Wytyczne w sprawie zakresu, formatu i częstości przekazywania Prezesowi PAA informacji eksploatacyjnych z elektrowni jądrowych (wymaganej na podst. art. 37a ust. 3 i art. 37c ust. 1 pkt 3 ustawy Prawo atomowe)
  - 4.10. Wytyczne w sprawie procedur przygotowania i prowadzenia remontów i modernizacji w elektrowniach jądrowych
  - 4.11. Wytyczne w sprawie planowania i przygotowań awaryjnych na terenie elektrowni jądrowej
  - 4.12. Wytyczne w sprawie planowania i przygotowań awaryjnych poza terenem elektrowni jądrowej.

## **2.11. SZCZEGÓŁOWE DANE NA TEMAT ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH I PRZYJĘTYCH KRYTERIÓW WYBORU LOKALIZACJI**

### **2.11.1. Dyskusja zarzutu, że Prognozie SEA brak jest szczegółowych analiz technicznych i technologicznych**

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 powyłączeniowego (z reaktora i basenu wypalonego paliwa) do ostatecznego ujścia 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 (patrz: obszerne informacje w pkt 2.10.2).

Należy podkreślić, że 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>278</sup>), uwzględniając także wymagania dokumentu „EUR”<sup>279</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.

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

---

278 WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants. November 2010.

279 European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision D. October 2012.



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.

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).

### **2.11.2. Dyskusja zarzutu o braku szczegółowych badań dla poszczególnych lokalizacji**

Ministerstwo Gospodarki pragnie poinformować o tym, że tak szczegółowe aspekty będą przedmiotem procedury oceny oddziaływania na środowisko (OOŚ) 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. Tym samym wszystkie zainteresowane podmioty będą mieć wiedzę o przyjętych rozwiązaniach technologicznych i wynikających z nich oddziaływań.

Polska znajduje się na początku wdrażania energetyki jądrowej w Polsce. Obecnie opracowywany jest dokument strategiczny – Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). 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 jedynie elektrownie jądrowe wyposażone w reaktory generacji III lub III+. Prognoza oddziaływania na środowisko PPEJ 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
- Jakich warunkach wiążą się z poszczególnymi potencjalnymi lokalizacjami.
- Jakich są możliwe typy układów chłodzenia i jakie z poszczególnymi wiążą się oddziaływania

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

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

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.”*

Polska 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. Ministerstwo Gospodarki stoi na stanowisku, że porównywanie zawartości i stopnia szczegółowości Prognozy oddziaływania na środowisko PPEJ do Raportu OOS nie jest zasadne.

Należy także przypomnieć, iż w latach 2013-2014 zostaną przeprowadzone szczegółowe badania i analizy lokalizacyjne potencjalnych lokalizacji (Choczewo i Żarnowiec, plus ew. 2 dodatkowe lokalizacje – Gąski i 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 SEA 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 (Choczewo, Żarnowiec, ew. jeszcze dodatkowo – Gąski i 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 wymaganym do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Każda planowana budowa konkretnej elektrowni jądrowej zostanie poddana oddzielnym konsultacjom krajowym i transgranicznym.

### 2.11.3. Dyskusja zarzutu o nieczytelnych kryteriach wyboru lokalizacji

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). W Prognozie 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.

Odnosząc się do lokalizacji dodatkowej to należy wskazać, że Ministerstwo Gospodarki po jej wprowadzeniu dokonało aktualizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej oraz Prognozy 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.

#### **2.11.4. Dyskusja zarzutu o braku rozpoznania wszystkich możliwych przyczyn awarii**

Dla każdego z proponowanych do wyboru w Polsce reaktorów III generacji opracowano obszerną dokumentację bezpieczeństwa, która jest sprawdzana przez urzędy dozoru jądrowego w krajach wiodących w rozwoju energetyki jądrowej. Na poziomie szczegółowości PPEJ i Prognozy SEA nie jest możliwe przedstawienie wszystkich możliwych analizowanych przyczyn awarii. Wyczerpująca odpowiedź wymagałaby bowiem przytoczenia obszernych opisów i uzasadnień obejmujących setki stron dla każdego reaktora. Takie postępowanie będzie możliwe i zostanie przeprowadzone po dokonaniu analizy bezpieczeństwa konkretnego typu reaktora przeznaczonego do pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. W niniejszej odpowiedzi ograniczono się do wyjaśnień dotyczących wybranych „typów awarii” dla jednego z możliwych typów reaktorów, mianowicie do reaktora EPR.

#### 2.11.4.1. Zagadnienie bezpiecznej rekombinacji wodoru

Autokatalityczne rekombinatory wodoru działają już przy bardzo niskich stężeniach wodoru, około 0,5%, znacznie niższych od stężeń 4,1% przy których występuje możliwość palenia wodoru, a tym bardziej od 10% co stanowi dolną granicę możliwości przejścia od deflagracji do detonacji. Ciśnienie i temperatura w obudowie bezpieczeństwa może być bezpośrednio określona przez uwzględnienie energii reakcji (142 MWs/kg) i objętości atmosfery w obudowie przy założeniu, że atmosfera zachowuje się jak gaz idealny. W przypadku typowego reaktora PWR z dużą suchą obudową bezpieczeństwa deflagracja wodoru o stężeniu 10% w powietrzu będącym początkowo w temperaturze 20°C i pod ciśnieniem 1 bar może spowodować wzrost ciśnienia do 4,3 bara i temperatury w powietrzu do 980°C<sup>280</sup>. Po deflagracji temperatura i ciśnienie spadają szybko do pierwotnych wartości wskutek odbioru ciepła od gazów do ścian obudowy bezpieczeństwa.

Granice palności czystej mieszaniny wodoru z powietrzem wynosi 4,1 % wodoru do 80% wodoru. Gdy zawartość pary przekroczy 53% to mieszanina powietrza i wodoru nie ulega spalaniu, niezależnie od ilości wodoru.

Komisja NRC po obszernych analizach stwierdziła, że duże suche obudowy bezpieczeństwa mają duży zapas wytrzymałości, pozwalający im wytrzymać ciśnienia związane ze spalaniem wodoru. W programie indywidualnych badań elektrowni jądrowych stwierdzono, że w dużych suchych obudowach bezpieczeństwa spalanie wodoru nie stanowi zagrożenia [NUREG 1560] i [NUREG 1150]. Dlatego NRC nie wymaga rekombinacji wodoru w takich obudowach, a tylko zapewnienia mieszania wodoru<sup>281</sup>, aby wykluczyć możliwość powstawania miejscowych wysokich stężeń wodoru. Natomiast zgodnie z wymaganiami francusko-niemieckiej komisji bezpieczeństwa jądrowego RSK, reaktory w Europie są wyposażone w rekombinatory wodoru.

Aby zapobiec niebezpieczeństwu detonacji, skuteczność środków ograniczania zawartości wodoru powinna być taka, by przy uwolnieniu wodoru w ilości odpowiadającej utlenieniu 100% koszulek paliwowych wskutek reakcji z parą wodną z uwzględnieniem odpowiedniej kinetyki reakcji lokalne stężenia wodoru nie przekraczały w żadnym punkcie obudowy 10% objętościowych. Ponadto trzeba udowodnić, że globalna deflagracja wodoru przy takim stężeniu nie zagrazi szczelności obudowy<sup>282</sup>.

RSK zauważyła, że po rozerwaniu obiegu chłodzenia obecność pary w obudowie zapewnia atmosferę obojętną nawet przy wysokiej zawartości wodoru, ale po skropleniu pary może dojść do spalania wodoru. Dlatego RSK zaleciła instalować pasywne autokatalityczne rekombinatory wodoru, które mogą pracować w obecności pary już przy niskich stężeniach wodoru. RSK zauważyła, że nie można oczekiwać, by wydajność tych rekombinatorów była tak duża, by utrzymać niskie stężenie wodoru bezpośrednio po maksymalnych wydzieleniach z rdzenia i przedyskutowała możliwość stosowania podwójnego układu rekombinacji i zapłonu. Ostatecznie jednak, po uwzględnieniu wytrzymałości obudowy RSK zaleciła wyposażenie reaktorów w pasywne autokatalityczne rekombinatory wodoru<sup>283</sup>. Takie rozwiązanie przyjęto w reaktorze EPR. Obudowa tego reaktora wytrzymuje ciśnienie

280Lohnert G.,H. The EPR approach to hydrogen control during severe accidents, in: TC Meeting on Identification of Severe Accidents for the Design of Future NPPs, Vienna 9-13 October 1995, IAEA TC-870.3, Vienna 1996

281Nuclear Regulatory Commission, Probabilistic Risk Analysis Branch, Feasibility Study for a Risk-Informed Alternative to 10CFR 50.44 "Standards for Combustible Gas Control System in LWR Power Reactors", August 2000

282 TSO Study Project on development of a Common Safety Approach in the EU for large Revolutionary PWRs, EUR 20163, October 2001

283 Bekanntmachung von Empfehlungen der Reaktor-Sicherheitskommission Vom 15. Juni 1994, RSK-284-E1

0,55 MPa przy temperaturze 170 °C, a więc obciążenia większe od maksymalnego ciśnienia przy spalaniu wodoru, a wydajność rekombinatorów zapewnia obniżenie zawartości wodoru zanim zostanie skroplona para wodna.<sup>284</sup>

Przy wzroście frakcji wodoru w atmosferze temperatura gazów na wylocie z rekombinatora rośnie. Przy stężeniu wodoru 4% temperatura gazu na wylocie dochodzi do 300 °C, a temperatura powierzchni katalizatora do około 500 °C. Przy wyższych stężeniach wodoru nie można wykluczyć samozapłonu, chociaż doświadczenia wskazują, że wydajność katalizatora spada przy stężeniu powyżej 8%, co powoduje ograniczenie maksymalnej temperatury powierzchni katalizatora. Tym niemniej, nawet zaobserwowane temperatury 500 °C są bliskie temperatury samozapłonu, wynoszącej 600 °C<sup>285</sup>.

W przypadku reaktora EPR, przy scenariuszu z rozerwaniem obiegu pierwotnego mieszanina gazów w obudowie składa się z 30% powietrza, 10% wodoru i 56% pary wodnej, co wyklucza możliwość spalania wodoru. Ciśnienie tej mieszaniny jest mniejsze od 0,46 MPa. Po pełnym skropleniu pary gazy składałyby się z 75% powietrza i 25% wodoru pod ciśnieniem 0,1 MPa. Taka mieszanina mogłaby wybuchnąć. Jednakże kinetyka obniżania ciśnienia przez zraszanie wnętrza obudowy EPR zapewnia, że po upływie 30 minut zraszania dochodzi do składu mieszaniny 13% wodoru, 35% powietrza i 53 % pary wodnej przy ciśnieniu 4.1 bar. Gdyby doszło wówczas do zapłonu, to ciśnienie w obudowie wzrosłoby tylko o 0.1 bar<sup>286</sup>.

Analizy przeprowadzone w projekcie reaktora EPR wykazały, że zastosowanie autokatalitycznych pasywnych rekombinatorów wystarcza bez użycia zapłonników<sup>287</sup>. Rekombinatory są rozmieszczone głównie w pomieszczeniach obiegu pierwotnego, co pozwala na rozpoczęcie rekombinacji wodoru jak tylko zacznie się on wydzielać z miejsca rozerwania i z dużą wydajnością, bo koncentracja wodoru będzie najwyższa w pomieszczeniach obiegu pierwotnego. Część rekombinatorów jest rozmieszczona w obudowie dla wspomagania konwekcji globalnej i uniknięcia rozwarstwienia gazów w obudowie.

Rekombinatory są umieszczone dostatecznie wysoko nad podłogą by były one dobrze chłodzone. Jednocześnie są one umieszczane dostatecznie daleko od urządzeń ważnych dla bezpieczeństwa (szczególnie urządzeń i kabli elektrycznych), by nie powodowały one ich zniszczenia przez strumień gorących gazów opuszczających rekombinatory.

Obliczenia prowadzone są przy użyciu danych doświadczalnych odnośnie zjawisk deflagracji i przejścia spalania w detonację. Jeśli nie można wykluczyć ryzyka takiego przejścia, to wykonuje się bezpośrednie obliczenie skutków procesu spalania, przyjmując pesymistyczne założenia upraszczające.

Poza pasywnymi autokatalitycznymi rekombinatorami, do ochrony przed nadmiernym stężeniem wodoru służą rozrywane membrany tworzące sklepienie nad wytwornicami pary i otwierające się pasywnie w razie wzrostu różnicy ciśnień, by wspomagać konwekcję globalną w obudowie bezpieczeństwa. W dolnej części obudowy i nad każdą z czterech wytwornic pary są także okna

284UK EPR FundamentalSafetyOverview Volume 1: HeadDocument, Chapter A: EPR Design DescriptionPage : 98 / 185

285Lohnert G.,H. The EPR approach to hydrogen control during severe accidents, in: TC Meeting on Identification of Severe Accidents for the Design of Future NPPs, Vienna 9-13 October 1995, IAEA TC-870.3, Vienna 1996

286Lohnert, ibid

287 UK EPR FundamentalSafetyOverviewVolume 2: Design And SafetyChapter F: Containment And Safeguard Systems Sub-Chapter: F.2 Section: F.2.4 Page :4 / 8

wentylacyjne, otwierające się pasywnie by wspomagać globalną konwekcję naturalną. Dzięki tym środkom bezpieczeństwa, stężenie wodoru utrzymywane jest poniżej 10% w całej objętości swobodnej obudowy bezpieczeństwa. Przestrzenie w których może dojść do większych stężeń są tak małe, że nie może w nich wystąpić przyspieszenie frontu spalania i przejście spalania w detonację.

Maksymalne stężenie wodoru powodowane uwolnieniami wskutek reakcji utleniania całego cyrkonu w rdzeniu maleje poniżej 4% w ciągu 12 godzin po awarii.

Adiabatyczna izochoryczna krzywa ciśnienia w obudowie jest poniżej krzywej wytrzymałości obudowy we wszystkich scenariuszach związanych ze spalaniem wodoru.

#### 2.11.4.2. Zagadnienie zapewnienia niezawodnego zasilania elektrycznego

Niezawodność zasilania elektrycznego ważnych dla bezpieczeństwa systemów i urządzeń elektrowni jądrowych była jednym z czterech głównych punktów sprawdzanych w ramach „stress testów” prowadzonych w Unii Europejskiej w 2011 roku po awarii w Fukushima. W przypadku reaktora EPR zasilanie awaryjne zapewniają cztery generatory awaryjne z napędem diesla, umieszczone w osobnych budynkach- bunkrach, rozdzielonych geograficznie by chronić je przed jednoczesną utratą zasilania w razie uderzenia samolotu. Bunkry te są odporne na trzęsienie ziemi i na powódź, z własnym zapasem paliwa. Dodatkowo są jeszcze dwa inne generatory na potrzeby ciężkiej awarii, na wypadek, gdyby wszystkie główne generatory awaryjne uległy uszkodzeniu. Urzędy dozoru jądrowego Finlandii, Francji i Wielkiej Brytanii, a także Chin stwierdziły, że reaktor EPR został zaprojektowany już przed awarią w Fukushima z wystarczającą niezawodnością źródeł zasilania elektrycznego i nie wymaga zmian.

#### 2.11.4.3. Specyficzne procesy awaryjne i problemy bezpieczeństwa

- chłodzenie stopionego rdzenia reaktora w razie ciężkich wypadków – sprawa ta była przedmiotem wieloletnich badań. Koncepcja dla reaktora AP1000 (zatrzymywanie stopionego rdzenia (*corium*) wewnątrz zbiornika (*in vessel retention*) oraz dla reaktora EPR - chwytacz rdzenia (*core catcher*) zostały sprawdzone i zatwierdzone przez urzędy dozoru jądrowego. W przypadku innych koncepcji, np. koreańskiego reaktora o mocy 1400 MWe, koncepcja chłodzenia stopionego rdzenia będzie badana przez polski dozór jądrowy, jeśli reaktor ten zostanie zgłoszony jako propozycja dla Polski. W każdym razie, wybrana koncepcja reaktora będzie pod tym względem sprawdzona.
- miejsce wydmuchu z zaworów bezpieczeństwa w reaktorze z wodą wrzącą (ESBWR): charakterystyczną cechą reaktorów wrzących jest problem wydmuchu pary z obiegu chłodzenia.

Nie można jej wydmuchiwać do otoczenia, ponieważ jest to para zawierająca jod i inne produkty rozszczepienia. W ESBWR, podobnie jak w poprzednich rozwiązaniach BWR, wydmuchiwana para przepływa do basenu skraplania pary, który zapewnia dobre wmywanie produktów rozszczepienia z pary wodnej. Dawki powodowane przez taki wydmuch są pomijalnie małe.

- pęknięcie rurki wymiany ciepła w wytwornicy pary w reaktorze wodnym ciśnieniowym jest jedną z groźnych awarii w reaktorach II generacji, ale w reaktorach EPR i AP1000 nie prowadzi do groźnych następstw. W przypadku reaktora EPR specjalne rozwiązania

konstrukcyjne i układ progów ciśnieniowych zostały dobrane tak, że ciśnienie układu awaryjnego chłodzenia rdzenia jest mniejsze od ciśnienia progów zamknięcia zaworu nadmiarowego po stronie parowej. Dzięki temu uwolnienia bardzo szybko ustają. Takie awarie są szczegółowo rozpatrzone w dokumentacji bezpieczeństwa tych reaktorów, a wyniki analiz radiologicznych zostały zamieszczone w PPEJ.

- postulowane rozerwanie rurociągu systemu chłodzenia reaktora między budynkiem reaktora, a maszynownią przy reaktorze wrzącym (ESBWR), czyli awaria rozerwania głównego rurociągu parowego poza obudową bezpieczeństwa została opisana w dokumentacji reaktora ESBWR w sekcji 15.4.5 *Main Steamline Break Accident Outside Containment*. Wobec tego, że stężenie jodu w parze jest wielokrotnie mniejsze niż w wodzie, jej skutki radiacyjne są dużo mniejsze od skutków awarii rozerwania przewodu wody zasilającej, który opisano w dokumentacji reaktora ESBWR<sup>288</sup>, a także w PPEJ. Z punktu widzenia bezpieczeństwa otoczenia należy podawać wariant najgroźniejszy i to właśnie zrobiono w PPEJ.
- pasywne systemy bezpieczeństwa – funkcjonalna niezawodność, możliwe usterki, przyczyny nieprawidłowego działania, konieczność i możliwość testów kontrolnych.
- Wszystkie te cechy pasywnych układów bezpieczeństwa są starannie sprawdzane w toku wieloletnich programów badawczych i prac dozoru jądrowego. Reaktory budowane w Polsce muszą mieć wszystkie elementy sprawdzone w praktyce lub przez doświadczenia, zgodnie z wymaganiami ustawy Prawo Atomowe i rozporządzeniami Rady Ministrów.
- techniczne koncepcje przewodnie – konsekwencje wdrożenia systemów cyfrowych do zadań bezpieczeństwa (granice centralizacji, obchodzenie się z szybką, technologiczną zmianą, konieczność okablowanego na stałe zamiennika przy istotnych dla bezpieczeństwa obwodach ochronnych)

Przykładem wdrożenia systemu cyfrowego jest reaktor EPR w wersji budowanej we Flamanville 3 i zaakceptowanej przez dozory jądrowe we Francji, w Chinach i w USA. Według projektantów reaktora, system ten redukuje ryzyko błędu człowieka dzięki zapewnieniu wsparcia technicznego i eksploatacyjnego dla operatora, a także dzięki pokazywaniu instrukcji działań w razie sytuacji nienormalnych.

W 2010 r. urzędy dozoru jądrowego w Finlandii, Francji i Wielkiej Brytanii zadały szereg pytań w związku z całkowicie cyfrową techniką sterowania systemami wyłączenia reaktora i układów bezpieczeństwa. Pytania te nie wskazywały na niski poziom bezpieczeństwa reaktora EPR, ale dotyczyły niezależności funkcjonalnej układów sterowania i zabezpieczeń oraz układów nie związanych z bezpieczeństwem reaktora. Po dyskusji z projektantami dozór fiński i brytyjski zażądały dodania do projektu układów okablowanych na stałe, natomiast dozór francuski i US NRC zatwierdziły projekt przedstawiony przez AREVA jako prawidłowy, polski dozór nie podjął decyzji w tej sprawie i będzie zajmował się tym szczegółowym problemem na znacznie późniejszym etapie, jeśli EPR zostanie wybrany dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Warto dodać, że sugestie o braku bezpieczeństwa oferowanego przez AREVA systemu TELEPERM® XS (TXS) są dalekie od rzeczywistości. System ten jest zamówiony lub już zainstalowany w 74 reaktorach w 13 krajach, pozwala na nowoczesne przetwarzanie informacji ważnych dla bezpieczeństwa reaktora i został uznany za "Projekt techniczny roku" w konkursie Platts' Global Energy Awards w 2011 roku, a także

---

288 26A6642BP Rev. 09, ESBWR Design Control Document/Tier 2, section 15.4.7, Feedwater Line Break Outside Containment.



uzyskał nagrodę „Najlepszego z najlepszych” (*“Best of the Best”*) na tegorocznej konferencji Nuclear Energy Assembly w USA, organizowanej co roku przez Nuclear Energy Institute<sup>289</sup>.

- Aspekty radiologiczne – obciążenie promieniowaniem w czasie eksploatacji, wydzielenia radioaktywne podczas normalnego funkcjonowania i w przypadku awarii.

Reaktory III generacji wykorzystują doświadczenie eksploatacyjne poprzednich rozwiązań reaktorowych. Dawki promieniowania powodowane przez reaktory II generacji są znane i wiadomo, że w miarę upływu lat stale malały. Pozwala to na wiarygodne ocenianie dawek oczekiwanych od reaktorów III generacji. PPEJ podaje bardzo obszerne informacje o oczekiwanych dawkach, zarówno dla normalnych warunków pracy jak i dla stanów awaryjnych. Należy przy tym pamiętać, że są to informacje wstępne, a szczegółowe sprawdzenie zagrożeń radiologicznych będzie wykonywał dozór jądrowy na etapie sprawdzania raportu bezpieczeństwa wybranego dla Polski typu reaktora.

- Aspekty związane z końcową częścią cyklu paliwowego - odpady eksploatacyjne, koncepcje rozbiórki.

Na obecnym etapie przewidziano fundusze niezbędne dla zapewnienia bezpiecznego składowania odpadów radioaktywnych i likwidacji elektrowni. Bliższe informacje o tym funduszu podano w punkcie 2.7.5. Z punktu widzenia zagrożeń krajów sąsiednich sprawa ta nie powinna być problemem, bo niezależnie od tego na jakiej głębokości lub w jakiej formacji geologicznej będą składowane odpady, nie spowodują one w żadnym razie zagrożenia o zasięgu kilkuset kilometrów dzielących składowisko odpadów w Polsce od sąsiednich krajów.

- Ciężkie awarie – możliwość ograniczenia następstw wypadku w elektrowni jądrowej.

Jest to rzeczywiście sprawa najbardziej dyskusyjna i mogąca budzić zaniepokojenie ludności. Polska stoi zdecydowanie na stanowisku, że elektrownie jądrowe muszą być bezpieczne i nie powodować zagrożenia ludności poza niewielką strefą ograniczonego użytkowania. Poziomy działań interwencyjnych ustalone w Polsce już przed 8 laty są niskie i zgodne z poziomami zalecanymi przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej. Strefa ograniczonego użytkowania jest ustalona tak, że poza nią dawki w razie awarii projektowych nie powodują konieczności żadnych działań interwencyjnych, a w razie ciężkich awarii w reaktorze UK EPR<sup>290</sup> nie ma potrzeby działań dalej niż na odległość około 3 km. Dla innych reaktorów konkretne ustalenia będą podejmowane po przedłożeniu przez ich projektantów raportów bezpieczeństwa i sprawdzeniu ich przez dozór jądrowy w Polsce, ale w żadnym przypadku rejon zagrożenia nie będzie sięgał do sąsiednich krajów. Polska dlatego wybrała reaktor III generacji, i jest gotowa ponieść odpowiednio wysokie koszty jego budowy, aby wykluczyć zagrożenia w razie awarii projektowych i ciężkich awarii w tym reaktorze.

## 2.12. ZAGADNIENIE ROZWOJU KADR

Rząd Polski zdaje sobie sprawę z kluczowego znaczenia, jakie dla powodzenia programu rozwoju energetyki jądrowej i zapewnienia jej bezpieczeństwa ma przygotowanie kompetentnych kadr w

---

289 USA: AREVA announces second installation of digital Instrumentation & Control (I&C) system, 1.8.2012

290 Mówimy to wyraźnie o typie reaktora EPR-UK oferowanym dla Wielkiej Brytanii, bo reaktor US EPR ma nieco inne parametry.

odpowiedniej liczbie, oraz ma świadomość związanych z tym wyzwań i problemów. W ostatnich kilku latach na kilku polskich uczelniach wyższych uruchomiono kształcenie na studiach podyplomowych energetyki jądrowej, a także specjalności związane z energetyką jądrową na studiach stacjonarnych. W przygotowaniu kadr wykładowców Polska uzyskała wsparcie od krajów mających rozwiniętą energetykę jądrową – w tym zwłaszcza Francji. Specjalistyczne szkolenie zawodowe personelu dla pierwszych polskich elektrowni jądrowych prowadzone będzie przeważnie za granicą, przede wszystkim w ośrodkach szkoleniowych i elektrowniach jądrowych kraju dostawcy technologii.

### **2.12.1. Oferta edukacyjna polskich uczelni i instytutów oraz wsparcie zagraniczne dla potrzeb PPEJ**

Początki nauczania z zakresu energetyki jądrowej sięgają okresu uruchomienia pierwszego jądrowego reaktora badawczego EWA w ośrodku badań jądrowych w Świerku (1958 rok). W latach 1957-1994 specjalności związane z energetyką jądrową prowadzone były przez 5 uczelni technicznych w kraju: AGH w Krakowie oraz Politechniki: Gdańską, Łódzką, Śląską i Warszawską. Studia te prowadzone były w formie kursów stacjonarnych oraz podyplomowych. Kształcenie specjalistów w tym zakresie zostało praktycznie zaniechane po rezygnacji z kontynuacji budowy elektrowni jądrowej w Żarnowcu. Wybrane przedmioty związane z energetyką jądrową były wykładane w dalszym ciągu dla studentów kierunków mechaniczno-energetycznych, najczęściej jako przedmioty fakultatywne.

Reaktywacja kształcenia w kierunku energetyki jądrowej nastąpiła niemal natychmiast po ogłoszeniu planu wprowadzenia energetyki jądrowej do polskiego sektora energetycznego w 2009 roku. Uczelnie techniczne, i nie tylko – również uniwersytety, na bazie doświadczeń własnych oraz aktualnych wytycznych i trendów zaczęły układać plany kształcenia kadr dla energetyki jądrowej. Elementem kształcenia tych kadr jest również szkolenie edukatorów, czyli pracowników uczelni, którzy mają nauczać przedmiotów związanych z energetyką jądrową. Program szkolenia jest prowadzony we współpracy z Francją.

Obecna oferta edukacyjna zapewnia możliwości kształcenia w zakresie zarówno energetyki jądrowej, jak i nie-energetycznego wykorzystania techniki jądrowej. W niektórych ośrodkach istnieją również możliwości realizacji części programu studiów za granicą, np. Politechniki Warszawskiej i Śląskiej współpracują w tym zakresie m.in. z KTH w Sztokholmie, gdzie studenci mogą realizować część programu studiów magisterskich oraz prace dyplomowe.<sup>291</sup>

Według najnowszego rankingu Work Service energetyka jądrowa jest jedną z 15 branż, w których dzisiejsi maturzyści będą mieli największe szanse na znalezienie pracy. Rośnie także zainteresowanie studentów tą dziedziną kształcenia. Jak podaje Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego energetyka jądrowa znalazła się na 23 miejscu wśród najbardziej obleganych kierunków w mijającym roku akademickim – aplikacje rekrutacyjne złożyło aż 11 tys. osób.

Obecnie możliwości kształcenia w zakresie energetyki jądrowej oferują, między innymi, następujące ośrodki<sup>292</sup>:

---

291 [http://poznajatom.pl/materialy\\_dla\\_prasy/wedlug\\_studenta\\_i\\_wykladowcy\\_,289/](http://poznajatom.pl/materialy_dla_prasy/wedlug_studenta_i_wykladowcy_,289/)

292 <http://www.cku.pwr.wroc.pl/888220.dhtml>

- Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie – Wydział Fizyki i Informatyki Stosowanej, kierunek: fizyka techniczna; specjalność: fizyka jądrowa; Wydział Energetyki, kierunek: energetyka; specjalność: energetyka jądrowa;
- Politechnika Gdańska - Międzywydziałowe studia na kierunku energetyka (Wydziały: Oceanotechnika i Okrętownictwo, Mechanika i Elektrotechnika i Automatyka).
- Politechnika Krakowska - Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej, kierunek: energetyka;
- Politechnika Łódzka - Wydział Mechaniczny, kierunek: energetyka;
- Politechnika Poznańska - Wydziały: Elektryczny, Technologii Chemicznej, Budownictwa Lądowego, Fizyki Technicznej, kierunek: energetyka; specjalność: energetyka jądrowa.
- Politechnika Śląska - Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, kierunek: mechanika i budowa maszyn, specjalność: inżynieria jądrowa; kierunek: energetyka, specjalność: energetyka jądrowa; Wydział Elektryczny, kierunek: elektrotechnika, specjalność: elektroenergetyka;
- Politechnika Warszawska - Wydział Mechaniczny, Energetyki i Lotnictwa, kierunek: energetyka jądrowa;
- Politechnika Wrocławska - Wydział Mechaniczno-Energetyczny, kierunek: energetyka, specjalność: energetyka cieplna jądrowa;
- Konsorcjum „Kadry dla Energetyki Jądrowej i Technologii Jądrowej w Przemśle i Medycynie (UMCS, Politechnika Wrocławska, Uniwersytet Warszawski) – Politechnika Wrocławska: Wydział Mechaniczno-Energetyczny, kierunek: energetyka; specjalność: Budowa i Eksploatacja Systemów Energetycznych; Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie: Wydział Matematyki, Fizyki i Informatyki, specjalizacja: bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna; Uniwersytet Warszawski Wydziały Chemii i Fizyki, makrokierunek: Energetyka i Chemia Jądrowa.

Politechnika Warszawska podpisała wstępne porozumienia (tzw. memorandum of understanding) z dwiema amerykańskimi uczelniami: North Carolina State University (Uniwersytet Stanowy Karoliny Północnej) i Oregon State University (Uniwersytet Stanu Oregon)<sup>293</sup>. Studia magisterskie w tej specjalności prowadzone są na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa (MEL) PW. Politechnika zaprasza profesorów ze wspomnianych uniwersytetów amerykańskich na wykłady do Polski i wysyła swoich studentów na studia na tych uczelniach oraz na praktyki w amerykańskich firmach energetyki jądrowej. Wydział MEL Politechniki Warszawskiej dysponuje własnymi środkami na zapraszanie amerykańskich specjalistów do Polski i na wysyłanie do USA studentów. Ci ostatni przybywają do Ameryki na kilka tygodni i zgodnie z umowami nie płacą czesnego za naukę.

Politechnika Wrocławska uruchomiła dwusemestralne Studia Podyplomowe Energetyka Jądrowa, które są ofertą dla przyszłej kadry kierowniczej oraz kadry inżynierskiej.

Na Uniwersytecie Łódzkim od października 2012 uruchomiono studia z informatyki w energetyce jądrowej. Mają przygotować ludzi, którzy w przyszłej polskiej elektrowni jądrowej będą zajmować się m.in. obsługą reaktora, analizą zachodzących w nim procesów i bezpieczeństwem pracującego tam personelu. Uczelnia przygotowuje też specjalne studia podyplomowe dla kadry kierowniczej Polskiej

---

293 <http://wiadomosci.onet.pl/nauka/amerykanie-pomoga-w-szkoleniu-kadr-dla-polskiej-en,1,4189089,wiadomosc.htm>  
19.02.2011

Grupy Energetycznej, skoncentrowane na fizyce, sprawach prawnych, ekonomicznych i na bezpieczeństwie<sup>294</sup>.

Na Uniwersytecie M. Curie–Skłodowskiej w Lublinie studia na kierunku fizyka, specjalność bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna prowadzone są od 5 lat, początkowo we współpracy z Instytutem Energii Atomowej POLATOM w Świerku na podstawie porozumienia zawartego 20.12.2005, obecnie z Narodowym Centrum Badań Jądrowych powstałym po połączeniu Instytutu Energii Atomowej i Instytutu Problemów Jądrowych w Świerku. Już w 2010 roku studia ukończyli pierwsi absolwenci na poziomie licencjackim, którzy kontynuują studia II stopnia – magisterskie. Studenci Politechnik w Warszawie, Gdańsku, Katowicach i innych miastach są szkoleni przy współpracy z uczelniami zagranicznymi, p. w Sztokholmie, we Francji i w USA.

Pierwsi absolwenci otrzymali już dyplomy na kilku uniwersytetach i politechnikach. Pracują oni w PAA, CLOR, NCBJ, PGE, w firmach konsultingowych i innych przedsiębiorstwach polskich. Poza regularnymi zajęciami na politechnikach czy uniwersytetach, co roku organizowane są przez NCBJ kilkudniowe Szkoły Energetyki Jądrowej, z wykładami i zajęciami praktycznymi trwającymi od rana do wieczora, cieszące się wielką frekwencją - z reguły powyżej 200 osób.

Zgodnie z programem energetyki jądrowej (PPEJ, rozdział 11.2) we Francji uruchomiono szkolenie tzw. „edukatorów” dla potrzeb polskich wyższych uczelni. Szkolenie to objęło dwa staże dla dwóch grup wykładowców polskich wyższych uczelni i nawiązana przy tym współpraca jest kontynuowana. Pierwszy kurs był zorganizowany w 2009 roku, drugi w 2010 roku, grupy wykładowców z Polski liczyły odpowiednio 20 i 25 osób. Czas trwania stażu od 3 do 6 miesięcy. Obecnie organizowane są dalsze kursy we Francji. Jednakże planowanie kursów do roku 2020 byłoby obecnie przedwczesne, bo Polska nie dokonała jeszcze wyboru reaktora, a od wyboru dostawcy reaktora będzie zależała organizacja dalszego szkolenia.

Współpracę po stronie francuskiej prowadzi francuska jądrowa agencja międzynarodowa AFNI organizująca kursy w oparciu o ośrodki szkoleniowe i specjalistów EDF i AREVA. Jakość szkolenia jest bardzo wysoka, francuscy wykładowcy należą niewątpliwie do najbardziej kompetentnych w Europie, ale trzeba sobie zdawać sprawę, że główny ciężar szkolenia naszych wykładowców z wyższych uczelni, a także naszych kadr dla energetyki jądrowej będzie niósł kraj dostawcy reaktorów dla polskiej elektrowni jądrowej. Jeśli Polska wybierze reaktor EPR to szkolenia we Francji będą się nadal odbywały i będą obejmowały coraz więcej osób a ich zakres będzie coraz większy. Jeżeli jednak Polska wybierze inny reaktor, np. amerykańsko-japoński, to ośrodek szkolenia przeniesie się z Francji do innego kraju.

Zachętą do tego aby eksperci z wykształceniem międzynarodowym i po szkoleniach zagranicznych pracowali dla PPEJ będzie ich zamiłowanie do zawodu inżyniera jądrowego i wysoki prestiż tego zawodu, fascynacja wyzwaniem, jakie stoją przed tymi, którzy wprowadzają energetykę jądrową jako nową gałąź techniki oraz dobre zarobki.

---

294 [http://lodz.gazeta.pl/lodz/1,35153,11304670,Uniwersytet\\_wyksztalci\\_kadry\\_dla\\_elektrowni\\_atomowej.html](http://lodz.gazeta.pl/lodz/1,35153,11304670,Uniwersytet_wyksztalci_kadry_dla_elektrowni_atomowej.html)

## 2.12.2. Szacowane wymogi kadrowe dla potrzeb PPEJ

Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej zaleca, aby działania rozpocząć od określenia zakresu wiedzy, umiejętności oraz zdolności pracowników niezbędnych przy wdrażaniu programu energetyki jądrowej oraz rozwinięcia instytucji edukacyjnych i szkoleniowych, które przygotują pracowników. Liczba pracowników elektrowni jądrowej zależy od kilku czynników:

- liczba bloków,
- lokalizacja elektrowni w stosunku do centrów zamieszkania,
- liczba usług świadczonych przez podwykonawców,
- wymogi legislacyjne dotyczące budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej,
- prawo środowiskowe,
- prawo pracy,
- wielkość niezbędnego wysiłku na rzecz informacji społecznej i edukacji.

W 2005 roku dokonano przeglądu zatrudnienia w elektrowniach jądrowych w Stanach Zjednoczonych. Okazało się, że średnia liczba personelu elektrowni jądrowej z pojedynczym blokiem wynosi około 800 osób. Poniżej zobrazowano podział personelu z punktu widzenia wymaganych umiejętności<sup>295</sup>.

Kategorie wymaganego personelu	Liczba
Inżynierowie projektu	30
Technicy chemicy	20
Inżynierowi jądrowi	25
Obsługa administracyjna, analitycy, pozostały personel	335
Technicy utrzymania ruchu – w tym elektrycy, technicy układów pomiarowych i sterujących, mechanicy	135
Inżynierowie mechanicy	15
Inżynierowi budowlani	5
Personel szkoleniowy	35
Operatorzy sterowania i wyposażenia bloku	75
Inżynierowi komputerowi, inżynierowie elektrycy oraz inżynierowie systemów pomiarowych i sterujących	20
Technicy ochrony radiologicznej i zarządzania odpadami promieniotwórczymi	35
Personel ochrony fizycznej, straż pożarna	70
Suma	800

Poza personelem elektrowni jądrowej konieczny jest personel wyższego szczebla z ukończonymi studiami wyższymi na politechnice lub równoważnej uczelni uniwersyteckiej, który zapewni obsadę urzędu dozoru jądrowego, biur inwestora, biur projektowych, dozoru technicznego itd. W zespole inwestora będzie łącznie pracowało 200-250 osób.

Wielkość zatrudnienia w dozorcze jądrowym jest różna w różnych krajach ze względu na różnice w modelach funkcjonowania krajowych dozorców. W niektórych państwach urzędy zatrudniają bezpośrednio specjalistów do oceny dokumentacji, a nawet do prowadzenia badań na potrzeby dozoru, natomiast w innych państwach urzędy dozoru jądrowego zlecają prace analityczne i badania

295 Ł. Koszuc Kadry dla energetyki jądrowej [www.atomowyautobus.pl/referaty/kadry\\_ref.pdf](http://www.atomowyautobus.pl/referaty/kadry_ref.pdf)

instytucjom zewnętrznym, w tym organizacjom wsparcia technicznego (TSO). Ponadto, różnice wynikają także z rozpoczętych procesów inwestycyjnych dla budowy nowych obiektów jądrowych, demontażu starych, a także różnej liczby użytkowników (posiadaczy zezwoleń) źródeł promieniowania jonizującego do zastosowań w medycynie i przemyśle.

Największą liczbę pracowników na blok zatrudnia dozór jądrowy w Finlandii<sup>296</sup> (71 - uwzględniając Olkiluoto 3 jako piąty blok poza czterema już pracującymi), podczas gdy w Czechach mających 6 bloków na jeden blok przypada 32<sup>297</sup>, w Wielkiej Brytanii 28<sup>298</sup>, a w Słowacji 22,5 pracowników<sup>299</sup>.

W Polsce urzędem właściwym do spraw bezpieczeństwa jądrowego jest Państwowa Agencja Atomistyki (PAA), natomiast instytucją właściwą w sprawach bezpieczeństwa technicznego jest Urząd Dozoru Technicznego (UDT). Obie instytucje będą współpracowały ze sobą w zakresie wydawania zezwoleń i kontroli elektrowni jądrowych.

PAA na koniec 2011 roku miała 86 etatów. Przyjmując jako punkt odniesienia sytuację w Czechach można ocenić, że dla realizacji programu jądrowego w Polsce potrzeba będzie od 130 do 180 pracowników dozoru jądrowego.

**W fazie eksploatacji jedna elektrownia będzie zatrudniała 900-1600 pracowników załogi stałej oraz ok. 1000 osób sezonowo** na czas remontów i wymiany paliwa. Znaczna część załogi, zwłaszcza na niższych i średnich stanowiskach, będzie pochodziła z naboru lokalnego.

---

296 [http://www.stuk.fi/stuk/en\\_GB/avainluvut/](http://www.stuk.fi/stuk/en_GB/avainluvut/)

297 Zpráva o výsledcích činnosti SÚJB při výkonu státního dozoru nad jadernou bezpečností jaderných zařízení a radiační ochranou za rok 2011, SUJB, Praga, 2012, s. 7

298 <http://www.hse.gov.uk/nuclear/organisational-structure.htm>

299 Správa o činnosti Úradu jadrového dozoru Slovenskej republiky a bezpečnosti jadrových zariadení v Slovenskej republike za rok 2010, UJD, Bratislava, maj 2010, s. 57

### 3. OPIS ZMIAN WPROWADZONYCH DO PROGNOZY W WYNIKU POSTĘPOWANIA W SPRAWIE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

W wyniku przeprowadzonych krajowych konsultacji społecznych oraz uzgodnień z właściwymi organami wprowadzono szereg poprawek do prognozy. Poprawiono wskazane błędy edycyjne i usunięto wskazane nieścisłości. **Poprawki wprowadzono zgodnie z tabelą podsumowująca konsultacje społeczne dla tych miejsc w których uwagi zostały przyjęte.** Ponadto w Prognozie dodano informację o nowej lokalizacji w miejscowości Gąski.

Należy także dodać, że w toku strategicznej oceny oddziaływania na środowisko udzielono szeregu dodatkowych wyjaśnień dotyczących zarówno Programu Polskiej Energetyki Jądrowej jak i jego Prognozy Oddziaływania na Środowisko. Ponadto Ministerstwo Gospodarki zleciło opracowanie dodatkowych materiałów opisujących i wyjaśniających przebiegi i skutki awarii w Czarnobylu, TMI i Fukushima.

**Ponadto uzupełnieniem Prognozy Oddziaływania na Środowisko stanowi podsumowanie najczęściej pojawiających się uwag, wniosków i odpowiedzi jakie udzieliło Ministerstwo Gospodarki zawarte w rozdziale 2 niniejszego podsumowania.**

## 4. OPIS SPOSOBU UWZGLĘDNIENIA USTALEŃ WYNIKAJĄCYCH ZE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO W OSTATECZNEJ WERSJI PROGRAMU POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ

W toku strategicznej oceny oddziaływania na środowisko wypracowano następujące rekomendacje które uznano jako niezbędne do ujęcia w ostatecznej wersji Programu Polskiej energetyki Jądrowej.

**Do Programu Polskiej Energetyki Jądrowej wprowadzono następujące dodatkowe informacje będące efektem przeprowadzonej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.**

### 1. Uzupełnienie informacji nt. polskich przepisów bezpieczeństwa jądrowego.

Znowelizowana ustawa Prawo atomowe zawiera delegacje do wydania **szeregu nowych przepisów wykonawczych**, regulujących różne aspekty bezpieczeństwa obiektów jądrowych – zwłaszcza elektrowni jądrowych. **Wszystkie akty wykonawcze do Prawa atomowego wymagane w aktualizacji ustawy zostały już wydane i weszły w życie**, a w szczególności:

- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2011 r. w sprawie oceny okresowej bezpieczeństwa jądrowego obiektu jądrowego (Dz. U. z 2012 r. poz. 556)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2011 r. w sprawie wzoru kwartalnego sprawozdania o wysokości uiszczonej wpłaty na fundusz likwidacyjny (Dz. U. z 2012 r. poz. 43)
- 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)
- 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)
- 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)
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 listopada 2011 r. w sprawie wzoru legitymacji służbowej inspektora dozoru jądrowego (Dz. U. nr 257, poz. 1544)
- 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)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego (Dz. U. z 2012 r., poz. 1025)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, jakie ma uwzględniać projekt obiektu jądrowego (Dz. U. z 2012 r., poz. 1048)
- 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)

- 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)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 lutego 2013 r. w sprawie wymagań dotyczących rozruchu i eksploatacji obiektów jądrowych (Dz. U. z 2013 r., poz. 281)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 lutego 2013 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej dla etapu likwidacji obiektów jądrowych oraz zawartości raportu z likwidacji obiektu jądrowego (Dz. U. z 2013 r., poz. 281)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 października 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 (Dz. U. z 2012 r., poz. 1213)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie inspektorów dozoru jądrowego (Dz. U. z 2012 r., poz. 1014).

Oprócz tego zostaną wydane następujące dwa rozporządzenia dotyczące dozoru urządzeń energetyki jądrowej – jako akty wykonawcze do ustawy o dozorcze technicznym<sup>300</sup>:

- Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie urządzeń technicznych lub urządzeń podlegających dozorowi technicznemu w elektrowni jądrowej
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla urządzeń technicznych lub urządzeń 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 2010 r.<sup>301</sup>), uwzględniając także wymagania dokumentu „EUR”<sup>302</sup> oraz wnioski z awarii EJ Fukushima Dai-ichi i ze „stress testów” europejskich elektrowni jądrowych. Należy podkreślić, że polskie przepisy już zawierają większość wymagań, które zostały zaproponowane przez Komisję Europejską 13 czerwca 2013 r., w projekcie nowelizacji Dyrektywy 2000/71/Euratom<sup>303</sup>.

Wspomniane powyżej cele bezpieczeństwa dla reaktorów nowej generacji, które zostały przyjęte w polskich przepisach, dotyczą **praktycznego wykluczenia 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

<sup>300</sup> Ich projekty także zostały już opracowane i są aktualnie w trakcie konsultacji społecznych.

<sup>301</sup> WENRA Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants. November 2010.

<sup>302</sup> European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants. Revision D, October 2012.

<sup>303</sup> Draft proposal for a COUNCIL DIRECTIVE amending Directive 2009/71/EURATOM establishing a Community framework for the nuclear safety of nuclear installations. Brussels, 13.6.2013. COM(2013) 343 final.

ochrony zdrowia ludności do ograniczonego obszaru i czasu. 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 powyłączeniowego.

## 2. Zadania Urzędu Dozoru Technicznego.

Urząd Dozoru Technicznego (UDT) sprawować będzie dozór nad urządzeniami i konstrukcjami elektrowni jądrowych w zakresie określonym przepisami art. 37, 37c i 37e ustawy Prawo atomowe oraz przepisami art. 5 ust. 4 i art. 8 ust. 5a ustawy o dozorze technicznym i odpowiednich aktów wykonawczych do tej ustawy (określonych w art. 5 ust. 4 i art. 8 ust. 5a). **Dozór UDT obejmuje: projektowanie; materiały i elementy stosowane do wytwarzania, naprawy lub modernizacji; wytwarzanie; eksploatację; naprawy i modernizacje, oraz likwidację – urządzeń i konstrukcji elektrowni jądrowych podlegających dozorowi technicznemu** (w zakresie określonym przepisami rozporządzenia Rady Ministrów, o którym mowa w art. 5 ust. 4 ustawy o dozorze technicznym). UDT opracowuje także projekty stosownych aktów prawnych, w szczególności: nowelizacji ustawy o dozorze technicznym oraz odpowiednich aktów wykonawczych do tej ustawy - odnoszące się do dozoru urządzeń i konstrukcji elektrowni jądrowych.

## 3. Uzupełnienie informacji nt. pozyskania i wyszkolenia kadr.

Pozyskanie i odpowiednie wyszkolenie kadr jest jednym z ważniejszych wyzwań stojących przed inwestorem elektrowni jądrowych. Własne wysokie kompetencje techniczne i organizacyjne inwestora mają zasadnicze znaczenie dla zapewnienia bezpiecznej oraz efektywnej realizacji i eksploatacji polskich elektrowni jądrowych.

Inwestor/Eksplloatator winien zaplanować działania dla zapewnienia sobie i wyszkolenia odpowiednich kadr na potrzeby eksploatacji elektrowni jądrowej. Osoby przewidziane na stanowiska na stanowiska, na których wykonywane są czynności mające istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, będą podlegały na etapie rekrutacji badaniom obowiązkowym badaniom psychologicznym i psychiatrycznym – zgodnie z odpowiednim rozporządzeniem Ministra Zdrowia<sup>304</sup>, będącym aktem wykonawczym do Prawa atomowego.

Specjalistyczne szkolenie kluczowych kadr dla zarządzania eksploatacją elektrowni jądrowych **oraz personelu przewidzianego na stanowiska związane z prowadzeniem ruchu elektrowni oraz planowaniem i wykonywaniem czynności utrzymania i remontów mających istotny wpływ na zapewnienie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej** będzie prowadzone początkowo w oparciu o bazę i programy szkolenia dostawcy technologii elektrowni jądrowej. Jednocześnie będą realizowane i organizowane przez inwestora własne ośrodki szkoleniowe, z odpowiednim wyposażeniem – włączając pełnozakresowy symulator jądrowego bloku energetycznego, które stopniowo przejmą realizację zasadniczej części szkolenia zawodowego personelu eksploatacji – w tym szkolenie wtórne.

---

<sup>304</sup> 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).

Osoby przewidziane na stanowiska w elektrowniach jądrowych, na których wykonywane są czynności mające istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej będą obowiązane – oprócz uzyskania uprawnień nadawanych przez komisje egzaminacyjne zakładowe lub w ośrodkach szkoleniowych – do **uzyskania uprawnień do wykonywania tych czynności nadawanych przez Prezesa PAA**, na podstawie pozytywnego wyniku egzaminu. Został wydany odpowiedni akt wykonawczy<sup>305</sup> do Prawa atomowego określający m.in. tryb i warunki nadawania uprawnień przez Prezesa PAA, zasady egzaminowania, wymagania kwalifikacyjne oraz zakresy wymaganych szkoleń dla osób ubiegających się o uprawnienia nadawane przez Prezesa PAA.

#### 4. Informacja nt. awarii w Elektrowni Jądrowej Fukushima Dai-ichi i jej konsekwencji.

W marcu 2011 r. w japońskiej Elektrowni Jądrowej Fukushima I (Fukushima Dai-ichi) położonej w północno-wschodniej części wyspy Honsiu, na wybrzeżu Oceanu Spokojnego doszło do wielkiej awarii jądrowej. Elektrownia składa się z 6 bloków z reaktorami wrzącymi (typu BWR), o łącznej mocy 4546 MWe netto.

Zdarzeniem inicjującym było niezwykle silne trzęsienie ziemi w dniu 11 marca 2011 r., o magnitudzie 9 stopni w skali Richtera, którego epicentrum znajdowało się kilkadziesiąt kilometrów od wschodniego wybrzeża wyspy Honsiu. Trzęsienie ziemi nie spowodowało szkód w samej elektrowni, ale wywołało falę tsunami – o wysokości dochodzącej do 14 m, która zalała słabo zabezpieczoną elektrownię Fukushima I. Ponieważ elektrownia była w tym czasie odcięta od krajowego systemu elektrycznego z powodu uszkodzenia sieci przesyłowej przez trzęsienie ziemi, systemy bezpieczeństwa były zasilane przez awaryjne siłownie dieslowskie. Woda wdarła się do maszynowni i zalała niezabezpieczone i nisko położone pomieszczenia z agregatami Diesla, co doprowadziło do całkowitej utraty zasilania awaryjnego i unieruchomienia prawie wszystkich układów bezpieczeństwa. Zapoczątkowany tym łańcuch zdarzeń doprowadził do stopienia rdzeni reaktorów Nr 1-3, uszkodzenia paliwa jądrowego przechowywanego w basenie wypalonego paliwa reaktora Nr 4, uszkodzenia pierwotnej obudowy bezpieczeństwa reaktora Nr 2, oraz uszkodzenia budynków reaktorów Nr 1-4 (wskutek wybuchu wodoru) i znacznych uwolnień substancji promieniotwórczych do środowiska. Władze ewakuowały obszar w promieniu 20 km od elektrowni, później rozszerzony o niektóre obszary na północny-zachód od tej strefy.

Pomimo, iż awaria ze względu na rozmiar łącznych uwolnień została zaklasyfikowana jako poziom 7 w skali INES (choć zdarzenia w poszczególnych blokach elektrowni nie przekroczyły stopnia 5), nikt nie ucierpiał powodu negatywnych skutków promieniowania jonizującego. Obecnie trwa dekontaminacja skażonych terenów, a osobom poszkodowanym wypłacane są odszkodowania. Część osób ewakuowanych w czasie awarii powróciła już do swoich domów.

Awaria miała poważne konsekwencje zarówno w Japonii, jak i w innych państwach. W Japonii władze zdecydowały o zreformowaniu krajowego systemu bezpieczeństwa jądrowego i o utworzeniu nowego niezależnego urzędu dozoru (NRA, Nuclear Regulatory Authority). Tymczasowo wyłączono prawie wszystkie bloki w elektrowniach jądrowych i zdecydowano, że muszą one zostać zmodernizowane zgodnie z nowymi, ostrzejszymi wymaganiami świeżo utworzonego NRA. Przewiduje się, że do końca 2013 roku urząd wyda zezwolenia na ponowne uruchomienie 8 bloków jądrowych.

Kilka miesięcy po awarii ówczesny rząd japoński, pod wpływem niezadowolenia części społeczeństwa, zapowiedział zmianę polityki energetycznej kraju w kierunku stopniowej likwidacji energetyki jądrowej. Tymczasowe wyłączenie prawie wszystkich bloków jądrowych

---

<sup>305</sup> 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).

spowodowało deficyt mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, wzrost importu paliw kopalnych, bardzo duży deficyt w handlu zagranicznym, przerwanie lub zmniejszenie produkcji przemysłowej w wielu zakładach, wzrost bezrobocia spowodowany ucieczką przemysłu do krajów Azji Południowo-Wschodniej, spadek PKB oraz wzrost cen energii i ogólne pogorszenie sytuacji gospodarczej. Wszystkie te czynniki znacznie spowalniają odbudowę kraju po ataku tsunami z marca 2011 r.

W styczniu 2013 roku nowy rząd Japonii zdecydował o wycofaniu się z planów likwidacji energetyki jądrowej. Rząd uznał, że energetyka jądrowa jest niezbędna dla rozwoju gospodarki. Premier zapowiedział ponowne uruchomienie wyłączonych reaktorów (pod warunkiem, że będą one spełniać nowe wymagania bezpieczeństwa) o budowę nowych bloków jądrowych.

Komisja Europejska zareagowała zarządzeniem tzw. stress testów, będących dodatkowymi analizami bezpieczeństwa obiektów jądrowych w warunkach nadzwyczajnych zagrożeń naturalnych, takich jak powodzie, huragany, trzęsienia ziemi. Stress testy koordynowane były przez Europejskie Stowarzyszenie Dozorów Jądrowych (ENSREG). Wzięły w nich udział wszystkie państwa UE oraz Szwajcaria i Ukraina. W dogłębnym zewnętrznym przeglądzie (peer review) wyników stress testów uczestniczyli także polscy eksperci delegowani przez PAA. Szczegółowe raporty opublikowano na stronie ENSREG. Generalnie stwierdzono, że poziom bezpieczeństwa europejskich elektrowni jądrowych pozwala stwierdzić, że nie ma konieczności natychmiastowego wyłączenia którejkolwiek z nich. Raport wskazał na obszary do poprawy w niektórych obiektach, co eksploatatorzy wkrótce rozpoczęli realizować lub już zrealizowali (np. zakup i instalacja dodatkowych agregatów Diesla).

W przypadku Polski awaria w Fukushima nie pociąga za sobą konieczności zmian w prawodawstwie lub szczegółowych wymaganiach Dozoru Jądrowego, ani też w strategicznych dokumentach rządowych, gdyż elektrownie z reaktorami III generacji są zaprojektowane z uwzględnieniem zagrożeń zewnętrznych i awarii, do jakich doszło w Elektrowni Jądrowej Fukushima I. W szczególności uwzględniają one konieczność zapewnienia bezpieczeństwa w warunkach utraty zasilania awaryjnego elektrowni wykorzystując m.in. pasywne układy bezpieczeństwa. Ryzyko wybuchu wodoru jest ograniczone praktycznie do zera dzięki wykorzystaniu pasywnych i niezawodnych układów usuwających wodór z budynku reaktora. Elektrownie te posiadają mocne obudowy bezpieczeństwa, odporne na uderzenie samolotu i ataki terrorystyczne.

Reakcje poszczególnych państw na awarię w Fukushima były zróżnicowane, ale większość opowiedziała się za kontynuowaniem swoich programów energetyki jądrowej. W Europie jedynym państwem, które podjęło konkretne kroki w kierunku likwidacji energetyki jądrowej są Niemcy. Belgia zadeklarowała, że nie będzie wydłużać okresów eksploatacji swoich bloków, a Szwajcaria zabroniła budowy nowych. Włochy na 5 lat zawiesiły swój wznowiony w 2009 roku program. Pozostałe państwa planują utrzymanie obecnej liczby reaktorów (Hiszpania), budowę nowych (Wielka Brytania, Holandia, Szwecja, Czechy, Węgry, Słowenia, Polska, Litwa, Bułgaria, Rumunia, Turcja) lub kontynuują rozpoczęte inwestycje (Francja, Finlandia, Słowacja, Ukraina, Rosja, Białoruś), z perspektywą rozpoczęcia kolejnych. W Stanach Zjednoczonych po Fukushima wydano pierwsze od lat 80-tych zezwolenia na budowę nowych bloków jądrowych. Swoje programy realizują także kraje Azji Południowo-Wschodniej (Chiny, Korea Południowa, Wietnam, Bangladesz, Tajlandia) i Ameryki Południowej (Argentyna, Brazylia), a także kraje arabskie (Zjednoczone Emiraty Arabskie, Arabia Saudyjska). Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej przewiduje, że łączna moc zainstalowana w elektrowniach jądrowych na świecie wzrośnie z 373 GWe obecnie do 456-740 GWe w 2030 roku. Zbliżone prognozy przedstawia Międzynarodowa Agencja Energii, która w raporcie World Energy Outlook 2012 szacuje, że moc zainstalowana w elektrowniach jądrowych zwiększy się do 580 GW w 2035 roku. Obie organizacje wskazują, że

awaria w EJ Fukushima Dai-Ichi na pewien czas spowolniła rozwój energetyki jądrowej, ale nie zatrzymała go, a sektor jako całość ma przed sobą dobre perspektywy.

5. Zmniejszenie negatywnych oddziaływań sektora elektroenergetyki na środowisko.

Zasadniczym pozytywnym skutkiem środowiskowym wdrożenia ocenianego Programu ma być minimalizacja negatywnych oddziaływań, związanych obecnie z działaniem sektora energetycznego, szczególnie poprzez obniżenie kosztów społecznych związanych z produkcją energii elektrycznej jak również **redukcji emisji gazów cieplarnianych**.

6. Uwzględnienie przy wyborze lokalizacji możliwości skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Niezwykle istotnym aspektem jest wybór lokalizacji przyszłych elektrowni jądrowych, jako że to właśnie od wyboru lokalizacji zależnych jest wiele aspektów oddziaływania inwestycji na środowisko. Na etapie uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zostaną poddane analizie równorzędne lokalizacje. Należy przy wyborze lokalizacji **uwzględnić oraz przeanalizować możliwości technologiczne i efektywność ekonomiczną skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej w EJ**. Jak wykazano w Prognozie Oddziaływania na Środowisko jest to **wariant pozwalający na znaczącą minimalizację negatywnych skutków środowiskowych EJ**. Możliwość zastosowania układu kogeneracyjnego będzie jednym z czynników branych pod uwagę przy wyborze lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce.

7. Działania ograniczające możliwą skalę konfliktów społecznych.

Rozwój nowych kierunków pozyskiwania energii elektrycznej w Polsce, a w szczególności rozwój energetyki jądrowej, wymaga zgody i akceptacji społeczeństwa. Rozwój energetyki jądrowej powinien być prowadzony w sposób zapobiegający eskalacji potencjalnych konfliktów społecznych, przy pełnej transparentności działań i dialogu ze wszystkimi zainteresowanymi stronami. Ważne jest, aby oprócz stosowania najlepszych praktyk i technologii zapewniających bezpieczeństwo elektrowni jądrowej, zrealizować zamierzone cele, tj. dostarczać energii taniej i „czystej ekologicznie”, dbając o stan środowiska i poprawiając jakość życia mieszkańców kraju. Finalnie elektrownie jądrowe muszą stać się elementem dywersyfikującym źródła energii, prowadząc do zaspokojenia potrzeb i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Każdy obywatel musi mieć przy tym niezbywalne prawo do informacji na temat funkcjonowania elektrowni i jej wpływu na otoczenie (o ile informacja nie będzie zagrażała bezpieczeństwu obiektu). Do tego niezbędne jest wprowadzenie programu informacyjnego i edukacyjnego. **Program ten nie może mieć charakteru propagandy na rzecz energetyki jądrowej. Powinien natomiast dostarczać społeczeństwu rzetelnych informacji oraz wskazywać na atuty i wady energii jądrowej i jej miejsce wśród innych metod pozyskiwania energii.**

8. Działania na etapie oceny oddziaływania na środowisko.

Na etapie procedury oceny oddziaływania na środowisko proponuje się wprowadzenie następujących **dotatkowych kryteriów**:

- kompleksowe uwzględnienie niezbędnej infrastruktury która musi zostać wybudowana na potrzeby lokalizacji EJ i wydanie jednej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla całego przedsięwzięcia.

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

- Wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach będzie złożony po zakończeniu prac eksperckich mających na celu dokonanie oceny wpływu na środowisko dla minimum dwóch równorzędnych lokalizacji. Wybór ostatecznej lokalizacji nastąpi po zakończeniu wstępnej oceny wpływu EJ na środowisko. Wyniki zostaną opublikowane i poddane wstępnym poza proceduralnym konsultacjom społecznym. Dopiero na podstawie uzyskanych informacji inwestor dokona wyboru lokalizacji. Na wybraną lokalizację złożony zostanie wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Takie podejście zagwarantuje, że kwestie ochrony środowiska będą rozważane na tym samym poziomie istotności co kwestie społeczne i gospodarcze.

## 5. PROPOZYCJE DOTYCZĄCE METOD I CZĘSTOTLIWOŚCI PRZEPROWADZANIA MONITORINGU SKUTKÓW REALIZACJI POSTANOWIEŃ DOKUMENTU

Poniżej zwięźle opisano proponowany wstępnie zakres monitoringu środowiska w otoczeniu elektrowni jądrowych. Monitoring ten będzie wykorzystany do monitorowania skutków realizacji postanowień Programu Polskiej Energetyki Jądrowej.

### 5.1. Ochrona środowiska i zdrowia ludności w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowych przed promieniowaniem jonizującym oraz innymi szkodliwymi oddziaływaniami związanymi z ich budową, rozruchem, eksploatacją i likwidacją

Za zapewnienie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej określonych elektrowni jądrowych w szczególności za ograniczenie negatywnego oddziaływania na zdrowie ludności i środowisko w otoczeniu elektrowni jądrowej, odpowiada jej inwestor / eksploatator. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej, oraz oddziaływania obiektów jądrowych na zdrowie ludności i środowisko określone są w odpowiednich przepisach, wytycznych dozorowych, oraz warunkach udzielanych zezwoleń. Stan bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, oraz oddziaływanie elektrowni jądrowej na zdrowie ludności i środowisko, nadzorowany jest przez właściwe państwowe organy dozоровe – w szczególności Dozór Jądrowy, instytucje i wyspecjalizowane laboratoria.

Należy zapewnić przekazywanie lub udostępnianie opinii publicznej wiarygodnych informacji o stanie bezpieczeństwa jądrowego oraz wpływie elektrowni jądrowej na zdrowie ludności i środowisko w ich otoczeniu za pośrednictwem prasy i mediów elektronicznych, w szczególności Internetu.

Na etapach badań i ocen lokalizacji, ustalania lokalizacji, decyzji zasadniczej, decyzji środowiskowej<sup>306</sup>, pozwolenia na budowę, oraz w procesie licencjonowania elektrowni jądrowej (postępowanie w sprawie wydania przez Prezesa PAA: wyprzedzającej opinii, w dotyczącej planowanej lokalizacji, wstępnej opinii nt. rozwiązań organizacyjno-technicznych i zezwolenia na budowę)<sup>307</sup> prowadzi się odpowiednie analizy bezpieczeństwa oraz wpływu elektrowni jądrowej na otoczenie w stanach eksploatacyjnych i warunkach awaryjnych, a także inwentaryzację stanu środowiska w rejonie lokalizacji. Na podstawie analiz i ocen prowadzonych na ww. etapach określa się zasięg obszaru ograniczonego użytkowania i stref ewentualnych działań interwencyjnych dla każdej planowanej elektrowni. Następnie należy podać granice tych obszarów ograniczonego użytkowania oraz stref działań interwencyjnych (wraz z odpowiednią instrukcją postępowania w razie powiadomienia o awarii) do wiadomości społeczeństwa.

306 Zgodnie z wymaganiami ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko (z późn. zm.).

307 Zgodnie z wymaganiami ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (z późn. zm.): art. 4 ust. 1 pkt 2, art. 35b ust. 3, art. 36a, art. 36f i art. 39b; oraz ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących: art. 5, 15, 17, 20 i 23.

W czasie normalnej eksploatacji elektrownie jądrowe emitują – w warunkach kontrolowanych i monitorowanych – do powietrza i wód substancje promieniotwórcze, które potencjalnie mogą mieć wpływ na środowisko i zdrowie ludności w ich otoczeniu (patrz Prognoza SEA, pkt 7.1.1). Wielkości tych uwolnień muszą być minimalizowane i nie mogą przekraczać limitów (gwarantujących bezpieczeństwo zdrowia i środowiska w otoczeniu elektrowni jądrowej) określonych dla każdej elektrowni przez Dozór Jądrowy. Natomiast w stanach przejściowych (przewidywanych zdarzeń eksploatacyjnych) i w warunkach awaryjnych może dojść do niezamierzonych uwolnień do otoczenia elektrowni jądrowej substancji promieniotwórczych w ilościach znacznie przekraczających limity uwolnień określone dla normalnej eksploatacji (patrz Prognoza SEA, pkt 7.1.2-3). Na podstawie analiz scenariuszy stanów przejściowych i warunków awaryjnych oraz charakterystyk odpowiadających im potencjalnych uwolnień substancji promieniotwórczych określa się strefy działań interwencyjnych – celem zapewnienia ochrony zdrowia ludności w otoczeniu EJ, oraz opracowuje się odpowiedni zewnętrzny plan awaryjny.

W Prognozie SEA oceniono oddziaływanie na środowisko i ludzi przewidywanych uwolnień substancji promieniotwórczych w stanach normalnej eksploatacji, stanach przejściowych i w warunkach awaryjnych (pkt 7.3-7), a także wypływ uwolnień innych szkodliwych substancji, zrzucanego ciepła odpadowego i hałasu (rozdz. 8).

Na etapie badań, ocen i wyboru (ustalenia) lokalizacji prowadzi się inwentaryzację stanu środowiska w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowej<sup>308</sup>, w szczególności w zakresie warunków radiologicznych (jest to zadanie inwestora). Po dokonaniu wyboru (ustaleniu) lokalizacji i podczas budowy EJ, lecz najpóźniej na 3 lata przed planowanym rozpoczęciem jej eksploatacji – inwestor powinien przeprowadzić pełne pomiary warunków radiologicznych w ekosferze w rejonie przyszłej elektrowni, aby zgromadzić pełną bazę danych o tle promieniowania jonizującego, które stanowiąc będą w przyszłości punkty odniesienia do oceny wpływu EJ na środowisko na etapach jej eksploatacji i likwidacji.

Następnie podczas rozruchu<sup>309</sup>, w całym okresie eksploatacji, oraz podczas procesu likwidacji elektrowni jądrowej należy prowadzić – wg. szczegółowych programów zatwierdzonych przez Dozór Jądrowy oraz inne właściwe państwowe organa nadzorcze i kontrolne – pomiary, monitoring i analizy:

uwolnień do środowiska substancji promieniotwórczych i innych substancji szkodliwych, oraz ilości zrzucanego ciepła odpadowego;

wpływu ww. uwolnień na środowisko i zdrowie ludności w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowej.

Stan środowiska i zdrowia ludności wynikający z powyższych pomiarów, monitoringu i analiz będzie porównywany ze stanem sprzed rozruchu elektrowni jądrowej. Za przeprowadzenie tych czynności odpowiedzialny będzie – odpowiednio do etapu: inwestor, eksploatacja lub organizacja realizująca likwidację EJ.

---

308 W tym kontekście przez rejon lokalizacji EJ należy rozumieć obszar w promieniu 15 - 30 km od kominów wentylacyjnych reaktorów. Dla konkretnej lokalizacji zasięg rejonu lokalizacji ustala się indywidualnie decyzją Dozoru Jądrowego na podstawie propozycji inwestora, eksploatatora, lub organizacji prowadzącej likwidację EJ (odpowiednio).

309 Za początek rozruchu należy rozumieć pierwszy przywóz paliwa jądrowego na teren EJ (co wymaga uprzedniego uzyskania zezwolenia Prezesa PAA na rozruch).



Wyniki pomiarów, monitoringu i analiz wpływu elektrowni jądrowej na środowisko i zdrowie ludności w rejonie jej lokalizacji będą przekazywane do Dozoru Jądrowego oraz innych właściwych organów nadzoru i urzędów.

Niezależnie od tego instytucje te oraz państwowe laboratoria (w szczególności CLOR) – w zakresie swojej właściwości i kompetencji – prowadzić będą własne pomiary kontrolne, monitoring i oceny.

## 5.2. Badania stanu środowiska w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowych po ustaleniu lokalizacji a przed rozpoczęciem budowy oraz podczas budowy (przed rozruchem)

### 5.2.1. Tło promieniowania jonizującego

Badania powinny obejmować naturalną i sztuczną (tj. z uwzględnieniem zarówno naturalnych jak i sztucznych izotopów promieniotwórczych) radioaktywność środowiska, oraz skażenia promieniotwórcze ludności zamieszkałej w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowej.

Pomiary i analizy tła promieniowania jonizującego w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowej powinny obejmować w szczególności:

- Pomiary i analizy mocy dawki promieniowania  $\gamma$ , oraz określenie rocznego równoważnika dawki – w różnych punktach oraz miejscowościach w rejonie lokalizacji ; z uwzględnieniem wkładu izotopów promieniotwórczych zawartych w glebie, na podstawie pomiarów aktywności radionuklidów i skażeń powierzchniowych.
- Pomiary aktywności izotopów promieniotwórczych w powietrzu, oraz skażeń promieniotwórczych powietrza: średniej rocznej globalnej aktywności  $\beta$ .
- Pomiary skażeń promieniotwórczych opadu całkowitego: sumaryczna globalna aktywność  $\beta$ , oraz aktywność poszczególnych radionuklidów.
- Pomiary skażeń promieniotwórczych wód słodkich i osadów dennych:
  - Radioaktywność wód powierzchniowych i przydennych: aktywność globalna  $\beta$  i poszczególnych radionuklidów;
  - Radioaktywność osadów dennych akwenów: aktywność poszczególnych radionuklidów;
  - Radioaktywność wód podziemnych: aktywność poszczególnych radionuklidów;
  - Radioaktywność wód z publicznych ujęć wody pitnej: całkowita aktywność  $\alpha$  i całkowita aktywność  $\beta$ .
- Pomiary skażeń promieniotwórczych wybranych produktów spożywczych – średnie w Polsce i w rejonie lokalizacji:
  - Mleko: aktywność Cs-137, K-40 i Sr-90,
  - Zboża i pasze treściwe, warzywa i owoce, mięso, drób, jaja, mleko, ryby – (średnia roczna globalna aktywność  $\beta$ ),

- Aktywność Cs-137 w: mięsie, rybach, drobiu, różnych warzywach i owocach, zbożach, grzybach leśnych, jagodach leśnych, trawie i paszach treściwych.
- Pomiary promieniotwórczości wód przybrzeżnych południowej strefy Bałtyku: aktywność poszczególnych radionuklidów w wodzie morskiej, osadach dennych, roślinności wodnej i rybach.
- Pomiary radioaktywności gleby: globalna aktywność  $\beta$  i aktywności poszczególnych radionuklidów, oraz skażenia powierzchniowe gleby.
- Pomiary skażeń promieniotwórczych - oznaczanie aktywności Cs-137 i Sr-90 – dla wybranych elementów ekosystemów, w tym akwenów: gleba, woda powierzchniowa, osady denne, flora (rośliny naczyniowe – w tym łąkowe, glony) i fauna (małże, ślimaki, fauna naroślina, ryby).

Należy opracować odpowiedni program kompleksowych badań radiometrycznych dostosowany do konkretnej lokalizacji, powinien on obejmować obszar o granicy w odległości 15-25 km od terenu lokalizacji EJ.

### 5.2.2. Skażenie środowiska substancjami chemicznymi

Pomiary i analizy powinny obejmować w szczególności:

- Skażenia powietrza atmosferycznego: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyły - o różnej wielkości ziaren; w tym także stężenia zanieczyszczeń (takich jak: SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, Cl<sup>1-</sup>, NO<sub>3</sub><sup>1-</sup>, NH<sub>4</sub><sup>1+</sup>, Fe<sup>2+,3+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>) – w aerozolah i wodzie deszczowej.
- Zanieczyszczenia chemiczne akwenów: badania właściwości fizykochemicznych wód (badania hydrochemiczne).

Należy przeanalizować także wpływ eksploatacji elektrowni jądrowej prowadzący do zwiększenia zanieczyszczenia chemicznego akwenu, a w szczególności w wyniku:

- wzrost stężenia soli na skutek zwiększonego parowania - w akwencie wykorzystywanym do chłodzenia w obiegu otwartym,
- zrzutu oczyszczonych / zneutralizowanych ścieków deszczowo-przemysłowych (w tym ze stacji demineralizacji i uzdatniania wody dla potrzeb technologicznych) oraz bytowych (w tym z pralni),
- ew. chemicznego zwalczania organizmów żywych zarastających wewnętrzne powierzchnie w układach chłodzenia<sup>310</sup>.

---

<sup>310</sup>Np. układów wody chłodzącej i wody ruchowej przez dozowanie chloru.

Ponadto nie cytowane bezpośrednio w tekście:

- Konwencja o wczesnym powiadamianiu o awarii jądrowej sporządzona w Wiedniu dnia 26 września 1986 r. (Dz. U. z 1988 r. Nr 31, poz. 216) (INFCIRC/335),
- Konwencja o pomocy w przypadku awarii jądrowej lub zagrożenia radiologicznego sporządzona w Wiedniu dnia 26 września 1986 r. (Dz. U. z 1988 r. Nr 31, poz. 218) (INFCIRC/336),
- Konwencja bezpieczeństwa jądrowego sporządzona w Wiedniu dnia 20 września 1994 r. (Dz. U. z 1997 r. nr 42, poz. 262) (INFCIRC/449),
- Wspólna konwencja bezpieczeństwa w postępowaniu z wypalonym paliwem jądrowym i bezpieczeństwa w postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi, sporządzona w Wiedniu dnia 5 września 1997 r. (Dz. U. z 2002 r. Nr 202, poz. 1704) (INFCIRC/546),
- Konwencja o ochronie fizycznej materiałów jądrowych wraz z załącznikami I i II otwarta do podpisu w Wiedniu i Nowym Jorku w dniu 3 marca 1980 r. (Dz. U. z 1989 r. Nr 17, poz. 93)(INFCIRC/274/Rev.1),

### 5.2.3. Skazenia promieniotwórcze ludności

Przed rozpoczęciem rozruchu elektrowni jądrowej należy przeprowadzić ocenę stanu zdrowia ludności, aby mieć w przyszłości punkty odniesienia do oceny radiologicznego wpływu elektrowni jądrowej.

Ponadto należy także przeprowadzić pomiary i analizy – celem porównania z danymi dla innych regionów Polski i innych krajów.

Zakres pomiarów radiometrycznych ludności powinien obejmować w szczególności:

- zawartości w kościach ludzi (wg. płci i wieku) radionuklidów takich jak Ra-226, Pb-110 i Sr-90, oraz stabilnych metali ciężkich;
- obciążenia gonad i szpiku kostnego dawką od promieniowania  $\gamma$  i promieniowania kosmicznego: średnia moc dawki poza zabudowaniami, średnia moc równoważnika dawki.

### 5.3. Monitoring wpływu elektrowni jądrowych na środowisko na etapach rozruchu, eksploatacji i likwidacji

Inwestor, eksploatacja, lub organizacja prowadząca likwidację elektrowni jądrowej będzie zobowiązana do:

- prowadzenia monitoringu uwolnień do środowiska substancji promieniotwórczych i innych szkodliwych substancji,
- wykonywania regularnych pomiarów i ocen wpływu na środowisko i zdrowie ludności w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowej, w szczególności: szacowania dawek promieniowania związanych z tymi uwolnieniami substancji promieniotwórczych oraz oceny ich wpływu na zdrowie ludności,

- 
- Poprawka do Konwencji o ochronie fizycznej materiałów jądrowych, przyjęta w Wiedniu dnia 8 lipca 2005 r., (GOV/INF/2005/10-GC(49)/INF/6),
  - Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej, sporządzony w Moskwie, Waszyngtonie i Londynie dnia 1 lipca 1968 r. (Dz. U. z 1970 Nr 8, poz. 60) (INFCIRC/140) i wynikające z niego:
  - Porozumienie między Królestwem Belgii, Królestwem Danii, Republiką Federalną Niemiec, Irlandią, Republiką Włoską, Wielkim Księstwem Luksemburga, Królestwem Niderlandów, Europejską Wspólnotą Energii Atomowej i Międzynarodową Agencją Energii Atomowej dotyczące wprowadzenia w życie artykułu III ustępy 1 i 4 Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej, podpisane w Brukseli dnia 5 kwietnia 1973 r. (Dz. U. z 2007 r. Nr 218, poz. 1617),
  - Protokół dodatkowy do Porozumienia między Republiką Austrii, Królestwem Belgii, Królestwem Danii, Republiką Finlandii, Republiką Federalną Niemiec, Republiką Grecką, Irlandią, Republiką Włoską, Wielkim Księstwem Luksemburga, Królestwem Niderlandów, Republiką Portugalską, Królestwem Hiszpanii, Królestwem Szwecji, Europejską Wspólnotą Energii Atomowej i Międzynarodową Agencją Energii Atomowej dotyczącego wprowadzenia w życie artykułu III ustępy 1 i 4 Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej, podpisany w Wiedniu dnia 22 września 1998 r. (Dz. U. z 2007 r. Nr 156, poz. 1096),
  - 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) (INFCIRC/500),
  - Wspólny protokół dotyczący stosowania Konwencji wiedeńskiej i Konwencji paryskiej (o odpowiedzialności za szkody jądrowe) sporządzony w Wiedniu dnia 21 września 1988 r. (Dz. U. z 1994 r. Nr 129, poz. 633) (INFCIRC/402),
  - Protokół zmieniający Konwencję wiedeńską o odpowiedzialności cywilnej za szkody jądrowe (INFCIRC/566) – w trakcie procedury ratyfikacji.

- do regularnego raportowania wyników tego monitoringu do Dozoru Jądrowego i innych właściwych państwowych organów nadzoru,

w zakresie i z częstotliwością określonymi w szczegółowych programach, opracowanych zgodnie z wymaganiami stosownych przepisów, wytycznych dozorowych lub z warunkami odpowiednich zezwoleń, oraz uzgodnionych z Dozorem Jądrowym i właściwymi państwowymi organami nadzoru. Raporty z tego monitoringu będą dostępne dla społeczeństwa, zgodnie przepisami ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko.

Niezależnie od monitoringu prowadzonego przez inwestora, eksploatatora, lub organizację prowadzącą likwidację elektrowni jądrowej, niezależny monitoring wpływu elektrowni jądrowej na środowisko – przez regularne wykonywanie kontrolnych pomiarów – prowadzić będzie Dozór Jądrowy i inne właściwe państwowe organy nadzoru.

### **5.3.1. Monitoring uwolnień substancji promieniotwórczych i innych szkodliwych substancji z elektrowni jądrowych do środowiska**

Monitorowaniu podlegać będą uwolnienia do środowiska substancji promieniotwórczych i innych szkodliwych substancji – do powietrza i wód.

Zakres monitoringu uwolnień substancji promieniotwórczych obejmować będzie w szczególności:

- Uwolnienia do powietrza: radioaktywnych gazów szlachetnych (promieniotwórcze izotopy kryptonu i ksenonu, Ar-41), trytu (H-3) węgla C-14, promieniotwórczych izotopów jodu (od I-131 do I-135) oraz innych  $\beta$  i  $\gamma$  promieniotwórczych izotopów tworzących aerozole (Cs-134, Cs-137, Sr-90, Co-58, Co-60, Te-132);
- Uwolnienia do wód: trytu (H-3), węgla C-14, oraz izotopów  $\beta$  i  $\gamma$  promieniotwórczych (Ag-110m, Fe-55, Co-58, Co-137, Cr-137, I-131, Mn-54, Sb-124, Sb-125, Sr-89, Sr-90, Te-123m).

Zakres monitoringu uwolnień do środowiska innych szkodliwych lecz nie-promieniotwórczych substancji wynikać będzie z wymagań obowiązujących przepisów, a w szczególności zgodnie z Dyrektywą 2010/75/UE.

### **5.3.2. Monitoring oddziaływania elektrowni jądrowych na środowisko w rejonie ich lokalizacji**

#### **5.3.2.1. Monitoring oddziaływania radiacyjnego**

Zasięg monitoringu w odniesieniu do powietrznych i lądowych ścieżek rozprzestrzeniania się radionuklidów w środowisku obejmować powinien obszar w promieniu 15-30 km od kominów wentylacyjnych elektrowni jądrowych, natomiast w odniesieniu do wodnych ścieżek rozprzestrzeniania się radionuklidów – określoną część układu wodnego w górę i w dół od punktu zrzutu rozcieńczonych wód odpadowych z elektrowni.

Monitoring radiacyjny obejmować będzie w szczególności:

- Mapowanie rozkładu i spektrometrię promieniowania  $\gamma$  (za pomocą dozymetrów TLD oraz terenowych stacji radiometrycznych);
- Określenie stężenia radionuklidów (przez pobór i pomiary próbek) w: powietrzu (pomiary aerozoli i opadu atmosferycznego), wodach powierzchniowych i podziemnych – w szczególności w wodzie pitnej, glebie, osadach dennych, szerokim asortymencie roślin lądowych – zwłaszcza uprawnych (zboża, warzywa, trawa i inne rośliny paszowe), mleku, mięsie zwierząt hodowlanych i ryb, innych zwierzętach wodnych, roślinach wodnych, paszach treściwych, oraz przetworzonych produktach spożywczych pochodzących z lokalnych surowców.

#### 5.3.2.2. Monitoring warunków i stanu środowiska

Monitoring warunków i stanu środowiska w rejonie lokalizacji elektrowni jądrowej obejmować będzie w szczególności:

- Pomiary hydrologiczne, hydrotermiczne i hydrogeologiczne;
- Pomiary skażeń chemicznych (substancjami nie-promieniotwórczymi) powietrza i wód (analizy hydrochemiczne) – z uwzględnieniem zanieczyszczeń związanych z pracą zewnętrznych układów chłodzenia i ich oczyszczaniem: generalnie w zakresie czynników określonym w pkt 6.2.2 Prognozy;
- Badania ekologiczne ekosystemów lądowych i wodnych, w szczególności: obserwacje fitosocjologiczne, ocena produkcji biomasy roślinnej i fitoplanktonu, określanie koncentracji chlorofilu i przejrzystości wody;
- Monitoring meteorologiczny;
- Monitoring sejsmiczny.

## 6. SPISY

### 6.1. Spis rycin

Rysunek 1. Wpływ kosztów uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> na konkurencyjność różnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej [źródło: ARE S.A.].....	17
Rysunek 2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną.....	20
Rysunek 3. Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii.....	21
Rysunek 4. Struktura nowych i zmodernizowanych mocy wytwórczych.....	22
Rysunek 5. Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej netto.....	23
Rysunek 6. Produkcja energii elektrycznej netto według paliw.....	24
Rysunek 7. Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej netto - prognoza na 2030 r. ....	24
Rysunek 8. Struktura uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach.....	25
Rysunek 9. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	30
Rysunek 10. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	30
Rysunek 11. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej w scenariuszu wysokich cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	31
Rysunek 12. Prognoza cen paliw do 2050 r. (na GJ wytwarzanego ciepła) [PPEJ, ARE].....	32
Rysunek 13. Wpływ podwojenia ceny gazu ziemnego i uranu na koszt energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni gazowej i jądrowej [AREVA].....	33
Rysunek 14 Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną – Uaktualnienie z 2013 roku	35
Rysunek 15 Struktura nowych i zmodernizowanych mocy wytwórczych.....	36
Rysunek 16 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza ze zdeterminowanymi jednostkami węglowymi.....	37
Rysunek 17 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza ze zdeterminowanymi jednostkami węglowymi.....	38
Rysunek 18 Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu ze zdeterminowanymi jednostkami węglowymi.....	39
Rysunek 19 Udział poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej netto - prognoza na 2030 r. ....	40
Rysunek 20 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	41
Rysunek 21 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	42
Rysunek 22 Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu wysokich cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	42
Rysunek 23 Porównanie cen gazu ziemnego w scenariuszu bazowym i w scen. niskich cen gazu [€'2012/GJ].....	43

Rysunek 24 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza niskich cen gazu ziemnego.....	44
Rysunek 25 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza niskich cen gazu ziemnego.....	44
Rysunek 26 Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu niskich cen gazu ziemnego	45
Rysunek 27 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii dla scenariusza bez elektrowni jądrowych.....	46
Rysunek 28 Prognoza produkcji energii elektrycznej netto wg technologii dla scenariusza bez elektrowni jądrowych.....	47
Rysunek 29 <i>Produkcja energii elektrycznej netto wg paliw w scenariuszu bez elektrowni jądrowych</i> .	47
Rysunek 30 Zakładane projekcje cen paliw.....	49
Rysunek 31 Struktura uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w reprezentatywnych elektrowniach.....	51
Rysunek 32 Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach przewidzianych do uruchomienia w latach: 2025, 2035, 2050 przy współczynniku wykorzystania mocy źródła 0,8 [EUR/MWh].....	52
Rysunek 33 Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2025 r. ....	53
Rysunek 34 Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2025 r. ....	53
Rysunek 35 Uśrednione roczne koszty wytwarzania [tys.€/MW-rok] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2035 r. ....	54
Rysunek 36 Uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania [€/MWh] dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2035 r. ....	54
Rysunek 37 Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przewidzianych do uruchomienia w 2025 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłne i jądrowa - 7000/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h	55
Rysunek 38 Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przewidzianych do uruchomienia w 2025 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: jądrowe - 7450h/rok, węglowe - 6130 h/rok, gazowe – 4820, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok.....	56
Rysunek 39 Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii przy parametrach dla nowobudowanych źródeł wytwarzania.....	58
Rysunek 40 Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej w 2030 r. przy parametrach dla nowobudowanych źródeł wytwarzania .....	59
Rysunek 41. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza bez elektrowni jądrowych. .	62
Rysunek 42. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza bez elektrowni jądrowych. ....	62
Rysunek 43. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu bez elektrowni jądrowych. ....	63
Rysunek 44. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS. ....	64
Rysunek 45. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS. ....	64

Rysunek 46. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej w scenariuszu rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej i braku dostępności technologii CCS. ....	65
Rysunek 47. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> . ....	66
Rysunek 48. Struktura produkcji energii elektrycznej netto dla scenariusza rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> . ....	66
Rysunek 49. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej w scenariuszu rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> . ....	67
Rysunek 50. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych scenariuszach przeanalizowanych w ramach analiz wrażliwości [zł'09/MWh]. ....	68
Rysunek 51. Porównanie wielkości emisji CO <sub>2</sub> w różnych scenariuszach przeanalizowanych w ramach analiz wrażliwości. ....	70
Rysunek 52. Istniejące elektrownie ciepłone w Polsce [źródło: CIRE.pl]. ....	72
Rysunek 53. Realizowane i planowane budowy i rozbudowy elektrowni/elektrociepłowni w Polsce. Źródło: <a href="http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html">http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html</a> ....	74
Rysunek 54. Zestawienie kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł wg danych polskich w 2011 roku, wykres zaczerpnięty z raportu Ernst and Young. ....	78
Rysunek 55. Ceny energii odnawialnej w Polsce wg projektu ustawy o OZE z dn. 4 .10.2012. ....	79
Rysunek 56. Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach [źródło danych: ExternE-Pol]. ....	80
Rysunek 57. Dopłaty do OZE w latach 2006-2020 wg projektu ustawy o OZE z dnia 4.10.2012. ....	81
Rysunek 58. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej z OZE do 2030 r. [ARE S.A. 2007]. ....	82
Rysunek 59. Porównanie zużycia energii elektrycznej na mieszkańca w krajach UE. [na podst. danych Eurostat 2010 i GUS 2010]. ....	82
Rysunek 60. Prognoza emisji SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> i pyłów przez polską elektroenergetykę zawodową do 2030 r. [źródło danych: PEP 2030, Załącznik 2]. ....	84
Rysunek 61. Prognoza emisji CO <sub>2</sub> przez polską elektroenergetykę zawodową do 2030r. [źródło danych: PEP 2030, Załącznik 2]. ....	84
Rysunek 62. Prognoza zmian cen energii elektrycznej do 2030 r. [źródło danych: PEP 2030, Załącznik 2]. ....	85
Rysunek 63. Struktura wiekowa jednostek wytwórczych w Polsce [źródła: URE, MG i MSP]. ....	88
Rysunek 64. Zmiany dobowej produkcji energii we francuskich elektrowniach jądrowych w 2010 r. ....	89
Rysunek 65. Przykładowe zmiany mocy niektórych niemieckich elektrowni jądrowych (z reaktorami PWR i BWR) ....	89
Rysunek 66. Typowe zmiany generacji energii elektrycznej w okresie optymalnej pogody - 23-24 maja 2012 r. ....	91
Rysunek 67. Produkcja energii elektrycznej netto według paliw w scenariuszu bazowym [źródło: ARE S.A. – zaktualizowana prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię]. ....	95
Rysunek 68. Krzywa kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych dla Polski do 2030 r. [źródło: McKinsey & Company]. ....	96



Rysunek 69. 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).....	98
Rysunek 70. Bilans energetyczny w cyklu życia elektrowni jądrowej. ....	101
Rysunek 71. EJ w USA z licencjami na 60 lat pracy.....	102
Rysunek 72. Średnie wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej EJ w USA.....	103
Rysunek 73. Nakłady energetyczne na cykl jądrowy, dane wg. deklaracji wpływu na środowisko dla EJ Forsmark. 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. ....	114
Rysunek 74. Emisje CO <sub>2</sub> w cyklu życia dla EJ Forsmark. ....	115
Rysunek 75. Dawki otrzymane w ciągu tygodnia po ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia w reaktorze EPR (opis poniżej). ....	117
Rysunek 76. Dawki po ciężkiej awarii ze stopieniem rdzenia w reaktorze UK EPR (opis poniżej). ....	117
Rysunek 77. Względne prawdopodobieństwo zgonu na raka płuc w zależności od narażenia na promieniowanie radonu, badania Thompsona w Worcester County. ....	122
Rysunek 78. Wyniki badań brytyjskich wykazujące wpływ mieszania ludności w powstających nowych miastach . ....	125
Rysunek 79. Redukcja emisji z reaktorów PWR, dane liczbowe wg Raportu UNSCEAR [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. ] .....	129
Rysunek 80. Lokalizacje EJ na terenie kraju (Źródło: Prognoza OOŚ PEJ) .....	133
Rysunek 81. Potencjalna lokalizacja EJ Chełmno na tle JCW .....	136
Rysunek 82. Potencjalna lokalizacja EJ Nieszawa na tle JCW .....	136
Rysunek 83. Potencjalna lokalizacja EJ Gościeradów na tle JCW .....	137
Rysunek 84. Potencjalna lokalizacja EJ Chotcza na tle JCW .....	137
Rysunek 85. Potencjalna lokalizacja EJ Bełchatów na tle JCW .....	138
Rysunek 86. Potencjalna lokalizacja EJ Karolewo na tle JCW .....	138
Rysunek 87. Potencjalna lokalizacja EJ Kozienice na tle JCW .....	139
Rysunek 88. Potencjalna lokalizacja EJ Małkinia na tle JCW .....	139
Rysunek 89. Potencjalna lokalizacja EJ Nowe Miasto na tle JCW .....	140
Rysunek 90. Potencjalna lokalizacja EJ Wyszaków na tle JCW .....	140
Rysunek 91. Potencjalna lokalizacja EJ Choczewo na tle JCW.....	141
Rysunek 92. Potencjalna lokalizacja EJ Lubatowo-Kopalino na tle JCW .....	141
Rysunek 93. Potencjalna lokalizacja EJ Tczew na tle JCW .....	142
Rysunek 94. Potencjalna lokalizacja EJ Tczew na tle JCW .....	142
Rysunek 95. Potencjalna lokalizacja EJ Połaniec na tle JCW .....	143
Rysunek 96. Potencjalna lokalizacja EJ Pątnów na tle JCW.....	143
Rysunek 97. Potencjalna lokalizacja EJ Warta-Klempicz na tle JCW .....	144
Rysunek 98. Potencjalna lokalizacja EJ Kopań na tle JCW .....	144
Rysunek 99. Potencjalna lokalizacja EJ Krzywiec na tle JCW.....	145
Rysunek 100. Potencjalna lokalizacja EJ Lisowo na tle JCW .....	145
Rysunek 101. Potencjalna lokalizacja EJ Wiechowo na tle JCW .....	146
Rysunek 102. Potencjalna lokalizacja EJ Pniewo na tle JCW .....	146
Rysunek 103. Potencjalna lokalizacja EJ Pniewo-Krajnik na tle JCW.....	147

Rysunek 104. Potencjalna lokalizacja EJ Dębogóra na tle JCW .....	147
Rysunek 105. Potencjalna lokalizacja EJ Krzymów na tle JCW .....	148
Rysunek 106. Potencjalna lokalizacja EJ Stepnica 1 na tle JCW .....	148
Rysunek 107. Potencjalna lokalizacja EJ Stepnica 2 na tle JCW .....	149
Rysunek 108. Potencjalna lokalizacja EJ Gąski na tle JCW .....	149
Rysunek 109. Bezpieczeństwo pracy w kopalniach uranu – Namibia, Rossing.....	161
Rysunek 110. Poziom hałasu w kopalni Rossing w porównaniu z wielkością graniczną dla zatrudnionych zawodowo (85 dB) Wielkości pokazane jako zielone kolumny pokazują wielkość hałasu odczuwanego bez zabezpieczeń, a czerwone kwadraty- hałas po założeniu ochraniaczy (Noise Reduction Rating (NRR) .....	162
Rysunek 111. Przemysłowa ochrona zdrowia w kopalni Rossing. ....	163
Rysunek 112. Dawki promieniowania otrzymywane przez pracowników kopalni Rossing, mSv/rok. Jak widać są one znacznie niższe od dawek granicznych wg ICRP (20 mSv/rok). ....	163
Rysunek 113. Całkowite narażenie przemysłowe pracowników w kopalni Rossing. ....	164
Rysunek 114. Dawki promieniowania otrzymywane przez pracowników narażonych na promieniowanie w kopalni Ranger. Źródło. Limity ustalone przez International Commission on Radiological Protection (ICRP) to 20 mSv/rok poza promieniowaniem tła i z medycyny. Pracownicy Ranger otrzymali w 2006 r. średnie dawki 1,1 mSv. ....	164
Rysunek 115. Dawki promieniowania otrzymywane przez pracowników firmy ERA. ....	165
Rysunek 116. Dawki otrzymywane przez pracowników kopalni Ranger, firma ERA, Australia. ....	165
Rysunek 117. 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 (km <sup>3</sup> H <sub>2</sub> O/GW-rok). ....	172
Rysunek 118. Wagon kolejowy z pojemnikiem typu B o wadze 74 ton uderza z prędkością 130 km /h w blok betonowy o wadze 690 ton. Zdjęcia z testów wykonanych przez Sandia National Laboratories cytowane za zezwoleniem Nuclear Energy Institute (USA).....	178
Rysunek 119. Pojemnik typu B zachował własności osłonne po teście uderzenia pociągu w ścianę betonową. Zdjęcie z testu wykonanego przez Sandia National Laboratories cytowane za zezwoleniem Nuclear Energy Institute (USA).....	178
Rysunek 120. Próba ognia. Zdjęcie z testu wykonanego przez Sandia National Laboratories cytowane za zezwoleniem Nuclear Energy Institute (USA)”.....	179
Rysunek 121. Porównanie dawek ze źródeł naturalnych otrzymywanych w ciągu życia w różnych krajach Europy i dawek powodowanych przez awarię w Czarnobylu (na wykresie ‘Czarn’), które otrzymali mieszkańcy terenów skażonych lub których uniknęły osoby ewakuowane:.....	190
Rysunek 122. Stacja NASS-500 w CLOR w Warszawie.....	196
Rysunek 123. Sieć stacji wczesnego wykrywania skażeń w Polsce. ....	197
Rysunek 124. Aktualny schemat organizacyjny Państwowej Agencji Atomistyki. ....	214

## 6.2. Spis tabel

Tabela 1. Opis działań wyszczególnionych w Program Polskiej Energetyki Jądrowej.....	14
Tabela 2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną [TWh]. ....	19
Tabela 3. Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej [MW]. ....	21

Tabela 4. Produkcja energii elektrycznej w podziale na technologie [TWh].....	22
Tabela 5. Prognozowana produkcja energii elektrycznej netto wg rodzaju paliw [TWh].....	23
Tabela 6. Uśrednione koszty wytwarzania energii w reprezentatywnych elektrowniach [€'05/MWh]. .....	25
Tabela 7. Koszty systemowe w Niemczech (USD/MWh). ....	29
Tabela 8 Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną [TWh] .....	35
Tabela 9 Struktura technologiczna mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej [MW]. ....	37
Tabela 10 Prognozowana produkcja energii elektrycznej netto wg rodzaju paliw [TWh].....	39
Tabela 11 Jednostkowe koszty wytwarzania [EUR/MWh] – wartości szacunkowe na 2025 r.....	51
Tabela 12 Porównanie zmienionych parametrów wejściowych dla nowobudowanych źródeł wytwarzania energii elektrycznej.....	57
Tabela 13. Porównanie wskaźników emisji dla bloków Ostrołęka i Opole. ....	71
Tabela 14. Wysokość nakładów inwestycyjnych na jednostkę mocy szczytowej i mocy średniej, dane z raportu Ernst and Young, opracowanie własne. ....	77
Tabela 15. Energia zawarta w chemikaliach (dane z SLS).....	105
Tabela 16 Dopuszczalne graniczne radioaktywne skażenia żywności (Bq/kg) wg postanowienia Parlamentu Europejskiego .....	116
Tabela 17. Legenda do rysunków:.....	117
Tabela 18. Wzrost występowania białaczki dziecięcej i chłoniaka nieziarniczego (O/E) w rejonach o dużym mieszanu ludności.....	125
Tabela 19 Wykaz jednolitych części wód powierzchniowych i podziemnych na terenie których wskazano potencjalne lokalizacje EJ (kolorem szarym wskazano szczegółowiej analizowane lokalizacje). ....	134
Tabela 20. Wypadkowość i dawki promieniowania w kopalniach w Nigrze. ....	159
Tabela 21. Podsumowanie wskaźników bezpieczeństwa w kopalni Rossing/ .....	160
Tabela 22. Płodność i umieralność w rejonie wydobycia uranu (Erongo) w porównaniu ze średnimi wartościami w Namibii . ....	160
Tabela 23. Wskaźnik rozwoju ludzkiego (HUMAN DEVELOPMENT INDEX) źródło. ....	161
Tabela 24. Ilości stałych odpadów z elektrowni opalanej węglem kamiennym (WK) lub brunatnym (WB).....	171
Tabela 25. Poziomy promieniowania dopuszczalne wg wymagań MAEA przy transporcie materiałów radioaktywnych. ....	177

### 6.3. Szczegółowy spis treści

<b><u>INDEX SKRÓTÓW.....</u></b>	<b>4</b>
<b><u>1. PODSUMOWANIE PRZEBIEGU STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO ....</u></b>	<b>5</b>
<b><u>2. UZASADNIENIE PRZYJĘCIA PROGRAMU W KONTEKŚCIE NAJWAŻNIEJSZYCH UWAG, WNIOSKÓW I USTALEŃ WYNIKAJĄCYCH Z PRZEPROWADZONEJ STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO .....</u></b>	<b>9</b>

2.1. SPRZECIW I OBAWA CZĘŚCI SPOŁECZEŃSTWA DLA WDRAŻANIA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE.....	10
2.2. UWAGI DO POSTĘPOWANIA W SPRAWIE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO I OCENY ODDZIAŁYWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA NA ŚRODOWISKO.....	11
2.2.1. WĄTPLIWOŚCI DOTYCZĄCE MOŻLIWOŚCI UCZESTNICTWA W DALSZYCH ETAPACH OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO .....	11
2.2.2. ZGODNOŚĆ PROGNOZY OOS I ROWADZONEGO POSTĘPOWANIA W SPRAWIE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO Z DYREKTYWĄ SEA .....	12
2.2.3. DYSKUSJA ZARZUTU NIEUWZGLĘDNIENIA WSZYSTKICH KRAJÓW NARAŻONYCH W RAMACH TRANSGRANICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA .....	15
2.3. ZAŁOŻENIA EKONOMICZNE I WYNIKI ANALIZ PODSEKTORA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZAWARTE W PROGRAMIE I PROGNOZIE .....	16
2.3.1. DYSKUSJA TEZY O BŁĘDNYM OSZACOWANIU RENTOWNOŚCI POLSKIEGO PROGRAMU ENERGETYKI JĄDROWEJ.....	16
2.3.1.1. Zaktualizowany scenariusz bazowy.....	18
2.3.1.1.1. Założenia przyjęte do analiz .....	18
2.3.1.1.2. Prognoza zapotrzebowania na finalną energię elektryczną.....	19
2.3.1.1.3. Prognoza optymalnej struktury technologicznej i paliwowej wytwarzania energii elektrycznej .....	20
2.3.1.1.4. Prognoza kosztów wytwarzania energii elektrycznej .....	25
2.3.1.1.5. Porównanie aktualnych kosztów inwestycyjnych dla elektrowni jądrowych z przewidywanymi kosztami podanymi w Prognozie .....	26
2.3.1.1.6. Koszty współpracy elektrowni jądrowych i odnawialnych źródeł energii OZE z systemem elektroenergetycznym.....	27
2.3.1.2. Wyniki analizy wrażliwości dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla .....	29
2.3.1.3. Wpływ energetyki jądrowej na koszty wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym przeprowadzonych .....	31
2.3.2. DYSKUSJA TEZY O BŁĘDNYCH SZACUNKACH W PPEJ I PROGNOZIE SEA DOTYCZĄCYCH CEN URANU .....	32
2.3.3. DODATKOWE ANALIZY PODSEKTORA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYNIKAJĄCE Z AKTUALIZACJI PROGRAMU POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ .....	33
2.3.3.1. Prognoza potrzebowania na finalną energię elektryczną .....	34
2.3.3.1.1. Założenia przyjęte do analizy .....	34
2.3.3.1.2. Wyniki prognozy zapotrzebowania na finalną energię elektryczną.....	35
2.3.3.1.3. Prognoza optymalnej struktury technologicznej i paliwowej wytwarzania energii elektrycznej .....	35
2.3.3.1.4. Scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO2.....	40
2.3.3.1.5. Scenariusz niskich cen uprawnień do emisji CO2.....	43
2.3.3.1.6. Scenariusz niskich cen gazu ziemnego .....	43
2.3.3.1.7. Scenariusz rezygnacji z programu budowy elektrowni jądrowych .....	45
2.3.3.2. Prognoza kosztów wytwarzania energii elektrycznej.....	48
2.3.3.2.1. Paliwo .....	48
2.3.3.2.2. Technologie .....	49
2.3.3.2.3. Konkurencyjność źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2025 r.....	52
2.3.3.2.4. Konkurencyjność źródeł dla typowych warunków pracy w systemie .....	55

2.3.3.3. Prognoza struktury mocy wytwórczych do roku 2030 przy określonych parametrach techniczno-ekonomicznych dla elektrowni jądrowej.....	56
2.3.3.4. Podsumowanie.....	59
2.4. WARIANTY ALTERNATYWNE DLA PPEJ .....	61
2.4.1. WARIANT REZYGNACJI Z WDRAŻANIA PROGRAMU POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ („WARIANT ZEROWY”).	61
2.4.1.1.1. Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych – przy warunkach przyjętych dla scenariusza bazowego.....	61
2.4.1.1.2. Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS).....	63
2.4.1.1.3. Scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych i braku dostępności technologii CCS w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla .....	65
2.4.1.1.4. Wpływ rezygnacji z energetyki jądrowej na koszty wytwarzania energii elektrycznej.....	68
2.4.1.2. Wpływ rezygnacji z energetyki jądrowej na emisje zanieczyszczeń do powietrza .....	69
2.4.1.2.1. Wzrost wielkości emisji dwutlenku węgla.....	69
2.4.1.2.2. Wzrost wielkości emisji SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> i pyłów.....	70
2.4.1.2.3. Aspekt przestrzenny wpływu na środowisko rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych	71
2.4.2. DYSKUSJA TEZY O ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ I POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ JAKO ALTERNATYWY DLA WDRAŻANIA PROGRAMU POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ .....	75
2.4.2.1. Wysokie koszty wytwarzania energii elektrycznej z OZE .....	76
2.4.2.2. Ograniczone zasoby OZE nadających się do ekonomicznego wykorzystania .....	81
2.4.2.3. Ograniczenia techniczne oraz wysokie koszty kompensacji zmienności i nieprzewidywalności produkcji źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych.....	85
2.4.3. DYSKUSJA TEZY O KONFLIKCIE POMIĘDZY ENERGETYKĄ SYSTEMOWĄ A ROZPROSZONĄ I NIEUWZGLĘDNIENIU ALTERNATYWNYCH TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	86
2.4.4. DYSKUSJA TEZY, ŻE KONIECZNOŚĆ MODERNIZACJI POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI JEST SZANSĄ NA WPROWADZENIE NOWOCZESNYCH TECHNOLOGII, ZE SZCZEGÓLNYM UWZGLĘDNIENIEM KOGENERACJI .....	87
2.4.5. DYSKUSJA ZARZUTU O NIEELASTYCZNOŚCI ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	88
2.4.6. DYSKUSJA PRZYKŁADU NIEMIEC - REZYGNACJI Z ENERGETYKI JĄDROWEJ.....	90
2.4.7. DYSKUSJA WYNIKÓW BADAŃ PRZEPROWADZONYCH W NIEMCZACH .....	91
2.4.8. DYSKUSJA STWIERDZENIA, ŻE REZYGNACJA Z ENERGETYKI JĄDROWEJ POWINNA WYNIKAĆ Z EUROPEJSKIEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ.....	93
2.4.9. ANALIZY ALTERNATYWNYCH WARIANTÓW ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH POLSKICH ELEKTROWNI JĄDROWYCH.....	93
2.5. WPŁYW ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA ZMNIEJSZENIE WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH I REDUKCJĘ EMISJI CO <sub>2</sub> .....	94
2.5.1. DYSKUSJA TWIERDZEŃ O BRAKU WPŁYWU EJ NA OGRANICZENIE WYKORZYSTANIA PALIW KOPALNYCH I NIEEKONOMICZNOŚCI OGRANICZANIA EMISJI CO <sub>2</sub> PRZEZ EJ .....	94
2.5.1.1. Oceny sumaryczne wpływu energetyki jądrowej na zużycie energii oraz emisje gazów cieplarnianych - obejmujące cały cykl energetyczny .....	97
2.5.1.2. Energia uzyskiwana w czasie całego okresu pracy elektrowni jądrowej .....	102
2.5.1.3. Energia potrzebna na wydobycie i oczyszczenie uranu (z uwzględnieniem rekultywacji kopalni) .....	104
2.5.1.3.1. Energia potrzebna na wydobycie uranu w kopalni Ranger.....	104
2.5.1.3.2. Energia na rekultywację kopalni Ranger .....	105
2.5.1.3.3. Porównania energii potrzebnej na wydobycie uranu w kopalni Ranger .....	106

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

2.5.1.3.4.	Kopalnia Rossing – zawartość uranu w rudzie poniżej 0,03%.....	107
2.5.1.3.5.	Kopalnia Palencia - zawartość uranu w rudzie około 0,015% $U_3O_8$ .....	108
2.5.1.3.6.	Podsumowanie ocen i faktów odnośnie zapotrzebowania energii na wydobycie uranu.....	108
2.5.1.4.	Konwersja $U_3O_8$ na $UF_6$ .....	108
2.5.1.5.	Wzbogacanie .....	109
2.5.1.6.	Produkcja paliwa jądrowego .....	110
2.5.1.7.	Budowa elektrowni jądrowej .....	111
2.5.2.	LIKWIDACJA ELEKTROWNI JĄDROWEJ .....	112
2.5.3.	UNIESZKODLIWIANIE ODPADÓW RADIOAKTYWNYCH .....	113
2.5.4.	PODSUMOWANIE.....	114
2.6.	ODDZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	115
2.6.1.	DYSKUSJA OBAW O MOŻLIWE SKAŻENIE PROMIENIOTWÓRCZE W TRAKCIE NORMALNEJ PRACY I W TRAKCIE STANÓW AWARYJNYCH .....	115
2.6.2.	DYSKUSJA ZARZUTU O NIEDOSTATECZNYM ZBADANIU ODDZIAŁYWAŃ RADIACYJNYCH W PROGNOZIE SEA ..	118
2.6.3.	DYSKUSJA ZARZUTU O NIEUWZGLĘDNIENIU KRYTYCZNYCH STANOWISK DOTYCZĄCYCH ODDZIAŁYWAŃ ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	118
2.6.4.	DYSKUSJA KONTROWERSJI NA TEMAT ZAWARTEJ W PROGNOZIE OCENY WPŁYWU NA ZDROWIE MAŁYCH DAWEK PROMIENIOWANIA .....	119
2.6.5.	ZACHOROWALNOŚĆ NA BIAŁACZKĘ W OKOLICY ELEKTROWNI JĄDROWYCH.....	122
2.6.6.	ODDZIAŁYWANIE ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA WODY .....	128
2.6.6.1.	Oddziaływanie trytu zawartego w ściekach z elektrowni jądrowych.....	128
2.6.6.2.	Ocena oddziaływania elektrowni jądrowej na zasoby wodne .....	130
2.6.6.2.1.	Ocena oddziaływania skutków wdrożenia Programu Polskiej Energetyki Jądrowej na JCW .....	131
2.7.	ODDZIAŁYWANIA WYNIKAJĄCE Z CYKLU PALIWOWEGO .....	158
2.7.1.	DYSKUSJA Z TEZĄ, ŻE WYDOBYCIE URANU JEST BARDZIEJ SZKODLIWE NIŻ WYDOBYCIE WĘGLA .....	158
2.7.1.1.	Niger, kopalnie Arlit i Akanano.....	158
2.7.1.2.	Namibia .....	160
2.7.1.3.	Kopalnie uranu w Australii – Ranger .....	164
2.7.1.1.	Wydobycie węgla w USA i Polsce, wpływ na zdrowie człowieka .....	166
2.7.1.2.	Porównanie zagrożenia środowiska przy wydobyciu uranu i węgla.....	167
2.7.2.	DYSKUSJA ZARZUTU O BRAKU LUB NIEPEŁNEJ INFORMACJI NA TEMAT POSTĘPOWANIA Z ODPADAMI PROMIENIOTWÓRCZYMI .....	167
2.7.3.	DYSKUSJA TWIERDZENIA, ŻE ODPADY JĄDROWE TO NIEODPOWIEDZIALNE SKAŻENIE ŚRODOWISKA.....	169
2.7.4.	DYSKUSJA TWIERDZENIA, ŻE OBECNIE NIE MA NA ŚWIECIE ANI JEDNEGO SKŁADOWISKA ODPADÓW WYSOKO-AKTYWNYCH ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH.....	173
2.7.5.	DYSKUSJA TWIERDZENIA, ŻE W POLSCE NIE UWZGLĘDNIONO KOSZTÓW UNIESZKODLIWIANIA I SKŁADOWANIA ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH Z EJ .....	175
2.7.6.	DYSKUSJA OBAW PRZED WYWOŻENIEM POLSKICH ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH ZA GRANICĘ.....	176
2.7.7.	DYSKUSJA ZARZUTU O BRAK OPISU ZAGROŻEŃ PRZY PRZEWOZIE PALIWA JĄDROWEGO I ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH .....	176
2.7.7.1.	Wnioski.....	179
2.8.	ODDZIAŁYWANIA STANÓW AWARYJNYCH W ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH.....	180
2.8.1.	DYSKUSJA TEZY O BRAKU MOŻLIWOŚCI UNIKNIĘCIA AWARII W ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH.....	180

**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**

2.8.2.	DYSKUSJA ZARZUTU, ŻE W PROGNOZIE SEA NIE OCENIONO WE WŁAŚCIWY SPOSÓB PRAWDOPODOBIENSTWA WYSTĄPIENIA AWARII I ICH SKUTKÓW .....	183
2.8.3.	DYSKUSJA ZARZUTU, ŻE PPEJ ORAZ PROGNOZA SEA NIE WSPOMINAJĄ I NIE UWZGLĘDNIAJĄ SKUTKÓW KATASTROFY W FUKUSHIMIE .....	186
2.8.3.1.	Skutki radiologiczne awarii w TMI.....	186
2.8.3.2.	Skutki radiologiczne awarii w Czarnobylu.....	189
2.8.3.3.	Skutki awarii w EJ Fukushima .....	191
2.8.3.4.	Podsumowanie wniosków z ciężkich awarii reaktorowych. ....	191
2.8.4.	DYSKUSJA ZARZUTU, ŻE W PPEJ I PROGNOZIE SEA NIE UWZGLĘDNIONO WNIOSKÓW ZE „STRESS TESTÓW”	192
2.8.5.	DYSKUSJA STWIERDZENIA, ŻE PROMIENIOTWÓRCZE PRODUKTY ROZSZCZEPIONIA Z EJ (JAK I-131, Cs-137, Sr-90) ODKŁADAJĄ SIĘ W PEWNYCH ORGANACH I TKANKACH POWODUJĄC ZWIĘKSZONE ZAGROŻENIE DLA ZDROWIA.....	193
2.8.6.	UZUPEŁNIENIE INFORMACJI NT. SYSTEMU MONITORINGU RADIACYJNEGO KRAJU ORAZ OBOWIĄZUJĄCYCH WYMAGAŃ W ZAKRESIE OCHRONY RADIOLOGICZNEJ – W ODNOŚNIE POZIOMÓW INTERWENCYJNYCH .....	195
2.8.7.	DYSKUSJA KWESTII ODPOWIEDZIALNOŚCI ZA SZKODY JĄDROWE .....	198
2.9.	ZAGROŻENIA ZEWNĘTRZNE DLA ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....	201
2.9.1.	DYSKUSJA ZARZUTU O BRAKU WYSTARCZAJĄCEGO ODNIESIENIA DO MOŻLIWOŚCI WYSTĄPIENIA ZAGROŻEŃ NATURALNYCH.....	201
2.9.2.	DYSKUSJA ZARZUTU O BRAKU ODPORNOŚCI ELEKTROWNI JĄDROWEJ NA NIEBEZPIECZEŃSTWA ZWIĄZANE Z ATAKAMI TERRORYSTYCZNYMI .....	208
2.9.3.	DYSKUSJA TEZY O ZAGROŻENIU BEZPIECZEŃSTWA ELEKTROWNI JĄDROWYCH WOBEC NIEDOSTATECZNEGO STANU SYSTEMÓW PRZECIWPOWODZIOWYCH W POLSCE .....	210
2.10.	NADZÓR NAD BEZPIECZEŃSTWEM ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE .....	211
2.10.1.	ORGANY PAŃSTWOWE ZAANGAŻOWANE W ZAPEWNIENIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYKI JĄDROWEJ.....	211
2.10.2.	INFORMACJE O WYMAGANIACH POLSKICH PRZEPISÓW BEZPIECZEŃSTWA JĄDROWEGO .....	217
2.11.	SZCZEGÓŁOWE DANE NA TEMAT ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH I PRZYJĘTYCH KRYTERIÓW WYBORU LOKALIZACJI .....	223
2.11.1.	DYSKUSJA ZARZUTU, ŻE PROGNOZIE SEA BRAK JEST SZCZEGÓŁOWYCH ANALIZ TECHNICZNYCH I TECHNOLOGICZNYCH.....	223
2.11.2.	DYSKUSJA ZARZUTU O BRAKU SZCZEGÓŁOWYCH BADAŃ DLA POSZCZEGÓLNYCH LOKALIZACJI .....	225
2.11.3.	DYSKUSJA ZARZUTU O NIECZYTELNYCH KRYTERIACH WYBORU LOKALIZACJI .....	227
2.11.4.	DYSKUSJA ZARZUTU O BRAKU ROZPOZNANIA WSZYSTKICH MOŻLIWYCH PRZYCZYN AWARII .....	228
2.11.4.1.	Zagadnienie bezpiecznej rekombinacji wodoru.....	229
2.11.4.2.	Zagadnienie zapewnienia niezawodnego zasilania elektrycznego .....	231
2.11.4.3.	Specyficzne procesy awaryjne i problemy bezpieczeństwa.....	231
2.12.	ZAGADNIENIE ROZWOJU KADR .....	233
2.12.1.	OFERTA EDUKACYJNA POLSKICH UCZELNI I INSTYTUTÓW ORAZ WSPARCIE ZAGRANICZNE DLA POTRZEB PPEJ .....	234
2.12.2.	SZACOWANE WYMOGI KADROWE DLA POTRZEB PPEJ .....	237
<b>3. OPIS ZMIAN WPROWADZONYCH DO PROGNOZY W WYNIKU STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO .....</b>		<b>239</b>
<b>4. OPIS SPOSOBU UWZGLĘDNIENIA USTALEŃ WYNIKAJĄCYCH ZE STRATEGICZNEJ OCENY ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO W OSTATECZNEJ WERSJI PROGRAMU POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ .....</b>		<b>240</b>

**5. PROPOZYCJE DOTYCZĄCE METOD I CZĘSTOTLIWOŚCI PRZEPROWADZANIA MONITORINGU SKUTKÓW REALIZACJI POSTANOWIEŃ DOKUMENTU.....247**

5.1. OCHRONA ŚRODOWISKA I ZDROWIA LUDNOŚCI W REJONIE LOKALIZACJI ELEKTROWNI JĄDROWYCH PRZED PROMIENIOWANIEM JONIZUJĄCYM ORAZ INNYMI SZKODLIWYMI ODDZIAŁYWANAMI ZWIĄZANYMI Z ICH BUDOWĄ, ROZRUCHEM, EKSPLOATACJĄ I LIKWIDACJĄ .....	247
5.2. BADANIA STANU ŚRODOWISKA W REJONIE LOKALIZACJI ELEKTROWNI JĄDROWYCH PO USTALENIU LOKALIZACJI A PRZED ROZPOCZĘCIEM BUDOWY ORAZ PODCZAS BUDOWY (PRZED ROZRUCHEM).....	249
5.2.1. TŁO PROMIENIOWANIA JONIZUJĄCEGO .....	249
5.2.2. SKAŻENIE ŚRODOWISKA SUBSTANCJAMI CHEMICZNYMI .....	250
5.2.3. SKAŻENIA PROMIENIOTWÓRCZE LUDNOŚCI .....	251
5.3. MONITORING WPŁYWU ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA ŚRODOWISKO NA ETAPACH ROZRUCHU, EKSPLOATACJI I LIKWIDACJI.....	251
5.3.1. MONITORING UWOLNIEŃ SUBSTANCJI PROMIENIOTWÓRCZYCH I INNYCH SZKODLIWYCH SUBSTANCJI Z ELEKTROWNI JĄDROWYCH DO ŚRODOWISKA .....	252
5.3.2. MONITORING ODDZIAŁYWANIA ELEKTROWNI JĄDROWYCH NA ŚRODOWISKO W REJONIE ICH LOKALIZACJI ...	252
5.3.2.1. Monitoring oddziaływania radiacyjnego .....	252
5.3.2.2. Monitoring warunków i stanu środowiska.....	253

**6. SPISY.....254**

6.1. SPIS RYCIN .....	254
6.2. SPIS TABEL .....	258
6.3. SZCZEGÓŁOWY SPIS TREŚCI .....	259



**Pisemne podsumowanie zawierające wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru  
Programu Polskiej Energetyki Jądrowej**