

## **Analiza Narodowego Programu Energetyki Jądrowej**

Realizacja Narodowego Programu Energetyki Jądrowej powinna być analizowana na wielu płaszczyznach, a mianowicie:

1. Ekonomicznej
  - 1.1. Nakłady inwestycyjne,
  - 1.2. Oferta rynkowa,
  - 1.3. Koszty operacyjne,
  - 1.4. Koszty likwidacji,
  - 1.5. Wynikowy poziom kosztów;
2. Społecznej
  - 2.1. Wpływ na zatrudnienie:
    - W trakcie budowy,
    - W czasie eksploatacji,
  - 2.2. Wpływ na rozwój gospodarczy kraju
    - Bezpośredni,
    - Pośredni (ew. efekty mnożnikowe);
3. Logistycznej
  - 3.1. Uzyskanie lokalizacji,
  - 3.2. Realizacja połączeń,
  - 3.3. Harmonogram realizacji (terminy),
  - 3.4. Wewnętrzna organizacja programu,
4. Politycznej
  - 4.1. Poziom akceptacji społecznej,
  - 4.2. Poziom akceptacji wyborczej,
  - 4.3. Realność i terminowość realizacji programu,
  - 4.4. Wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju.
5. Ekologicznej
  - 2.1. Redukcja emisji GHG,
  - 2.2. Bezpieczeństwo użytkowania,
  - 2.3. Gospodarowanie paliwem:
    - Pierwotnym,
    - Zużytym;
6. Podsumowanie

Przeprowadzenie takiej wielowymiarowej, skomplikowanej analizy w krótkim materiale posługującym się bardziej publicystyczną, niż techniczno-ekonomiczną poetyką, nie wydaje się

możliwe. Warto jednak podjąć próbę omówienia w/w zagadnień w sposób przystępny dla szerokiej opinii publicznej, tak aby mogła go wykorzystać jako swoiste *terms of reference* albo specyfikację istotnych warunków zamówienia dla opracowania, które aktualnie jest przygotowywane przez rząd, a konkretnie przez zespół Pełnomocnika Rządu ds. Energetyki Jądrowej. W szczególności analiza ta odnosi się do aspektów gospodarczych i ekonomicznych wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce.

Najwięcej kontrowersji budzi kwestia bezpieczeństwa ekologicznego energetyki jądrowej. Doświadczenia związane z dotychczasowymi awariami elektrowni jądrowych nie są zbyt pozytywne, ale trzeba przyznać, że elektrownia budowana w Polsce ma posługiwać się kompletnie inną technologią (EPR - ciśnieniowy reaktor generacji III+), niż elektrownia w Czarnobylu (grafitowy reaktor generacji II). Jedynym problemem jest fakt, że reaktor tego typu jeszcze nie działa (kilka instalacji tego typu jest w budowie, w tym słynny reaktor Olkiluoto 3).

## **1. Wymiar ekonomiczny**

### **1.1. Nakłady inwestycyjne**

W internecie można znaleźć bardzo dużo informacji o niezbędnych nakładach inwestycyjnych w energetyce jądrowej. Niestety, większość z nich nie jest wiarygodna, ponieważ nie dotyczy cen transakcyjnych (kontraktowych), a stanowi jedynie informacje reklamowe. Informacji o wielkości nakładów inwestycyjnych należy poszukiwać w materiałach źródłowych, a nie informacjach prasowych opartych na enuncjacjach zainteresowanych stron. Już w 2007 roku agencja ratingowa Moody's oceniała nakłady jednostkowe na elektrownię jądrową na 5 mln \$/MW. Obecne wyceny są znacznie wyższe i sięgają 9 mln \$/MW, czyli 6 mln €/MW. Interesującym źródłem jest tu stenogram z przesłuchania przed Komisją Usług Publicznych stanu Maryland w sprawie sytuacji finansowej Baltimore Gas & Electric Company<sup>1</sup>. Przesłuchanie oparte jest na danych z inwestycji Calvert Cliffs 3. Interesujące dane na temat aktualnych kosztów elektrowni jądrowych w USA podaje również przesłuchanie Davida A. Schlissela<sup>2</sup> przed tąże Komisją Usług Publicznych. Schlissel wskazuje na dramatyczny wzrost cen inwestycyjnych elektrowni jądrowych w USA. Trzeba zaznaczyć, że Elektrownia Calvert Cliffs 3 to EPR III+ produkcji AREVA.

Ciekawą analizę kosztów produkcji energii w elektrowniach jądrowych zawiera praca<sup>3</sup> François Lévêque'a „Nuclear generation costs – revisiting estimates” (Ecole des Mines de Paris, październik, 2009). Rezultaty poszczególnych analiz znacznie się różnią: ocena kosztu waha się

<sup>1</sup>[http://webapp.psc.state.md.us/Intranet/Casenum/NewIndex3\\_VOpenFile.cfm?ServerFilePath=C:%5CCasenum%5C9100-9199%5C9173%5C%5C210.pdf](http://webapp.psc.state.md.us/Intranet/Casenum/NewIndex3_VOpenFile.cfm?ServerFilePath=C:%5CCasenum%5C9100-9199%5C9173%5C%5C210.pdf)

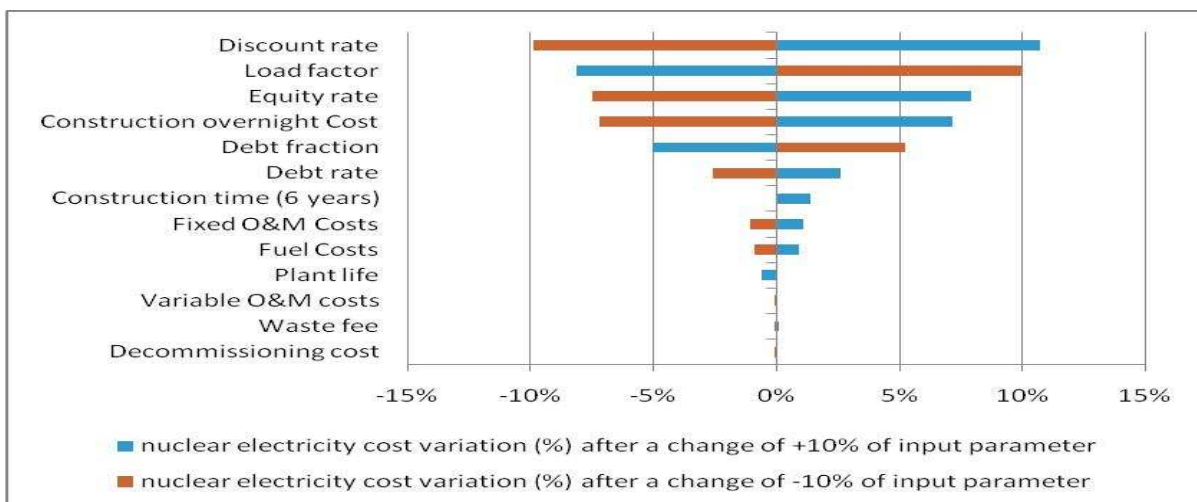
<sup>2</sup>[www.nirs.org/nukerelapse/calvert/schlisse\\_cc\\_testimony071608.pdf](http://www.nirs.org/nukerelapse/calvert/schlisse_cc_testimony071608.pdf)

<sup>3</sup><http://www.energypolicyblog.com/2009/10/23/nuclear-generation-costs-%E2%80%93-revisiting-estimates-once-again/>

między 18 €<sub>2007</sub>/MWh a 80 €<sub>2007</sub>/MWh. Ponadto, nowsze raporty wskazują na wyższe koszty: średnia z analiz publikowanych w latach 2003-2005 to około 43 €<sub>2007</sub>/MWh, a więc znacznie niższa niż średnia z lat 2007-2009 wynosząca około 63 €<sub>2007</sub>/MWh.

Czułość kosztów energii na wartości parametrów pokazuje Rys. 1.

**Rysunek 1. Wrażliwość rozłożonych kosztów wytwarzania na zmianę parametrów kluczowych**



**Źródło: François Lévêque**

Jak widać wyraźnie z Rys. 1 największy wpływ na koszty wytwarzania mają: stopa dyskonta, stopień wykorzystania mocy (wskaźnik obciążenia), stopa equity, koszt *overnight* oraz udział i stopa długu (kredytu). Zmiana czasu budowy, kosztów stałych i paliwa, kosztów zmiennych, opłat za odpady oraz kosztu likwidacji mają wpływ niewielki. Analiza dotyczyła zmian +/- 10%. Przy znacznym wydłużeniu prac konstrukcyjnych koszty finansowe dramatycznie rosną, przykład Olkiluoto 3 pokazuje, że rosną też koszty *overnight*.

Ciekawą analizę przedstawia Cambridge Energy Research Associated (CERA) w zakresie eskalacji kosztów inwestycyjnych. Eskalacja ta w okresie 2002-2007 wynosiła najpierw ok. 8%, a później 14% rocznie. Niektórzy autorzy podają nawet wyższe stopy wzrostu kosztów inwestycyjnych<sup>4</sup>.

**Tabela 1. Nakłady inwestycyjne w USA**

Inwestycja	Inwestor	Data	Overnight	Total	All included
------------	----------	------	-----------	-------	--------------

<sup>4</sup> Du Yangbo and John E. Parsons, 2009, Update on the Cost of Nuclear Power, Center for Energy and Environmental Policy Research, May 2009. <http://web.mit.edu/ceep/www/publications/workingpapers/2009-004.pdf>

			Min \$/MW		Min \$/MW		Min \$/MW	
Turkey Point 2xAP 1000	Floryda P&L	II 2008	2,444	3,582	3,108	4,540	5,780	8,071
2xAP 1000	Florida Progress Energy	III 2008	3,376	5,144	6,636		b.d.	b.d.
Virgil C. Summ er 2xAP 1000	South Carolina E&G Co	V 2008	b.d.	b.d.	4,05		b.d.	b.d.
Lee 2xAP 1000	Duke Energy Carolinias	XI 2008	b.d.	b.d.	5,00		b.d.	b.d.
Bellefonte 2xAP 1000	TVA	XI 2008	2,516	4,649			4,500	7,955
Vogtle 2xAP1000	Georgia Power Co	IV 2009					7,366	

Źródło: Wikipedia<sup>5</sup>

Znacznie pełniejsze dane zawiera wyczerpująca analiza Coopera (por. Tab. 2), zawierająca 35 pozycji oszacowań jednostkowych nakładów inwestycyjnych od 1175 \$/kW do 10383 \$/kW - jest to doprawdy oszałamiająca rozpiętość, którą wyjaśnić może tylko fakt, iż niskie ceny pochodzą z czasów, gdy Stany Zjednoczone nie budowały elektrowni jądrowych, a więc są to kwoty papierowe, a nie kontraktowe. Zaniepokojenie winna też budzić ostatnia kolumna Tab. 2 zawierająca wyliczenie cen na zaciskach (*busbare cost of electricity*). Zamieszczone tu liczby ostrzegają przed nadmiernym optymizmem w sprawie niskich cen energii z elektrowni jądrowych.

<sup>5</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Economics\\_of\\_new\\_nuclear\\_power\\_plants](http://en.wikipedia.org/wiki/Economics_of_new_nuclear_power_plants)

**Tabela 2. Zestawienie kosztów (nakładów) inwestycyjnych i wynikowych kosztów energii**

Original Estimate	Date of Estimate	Source of Estimate	Overnight Cost 2008\$/kW			All-in Cost 2008\$/kW			Busbar Costs 2008\$/MWh)		
			Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
SAIC	2001	U of C	2300	2300	2300	—	—	—	75	81	89
SAIC	2001	U of C	1840	1840	1840	—	—	—	69	61	63
SAIC	2001	U of C	1570	1570	1570	—	—	—	53	56	63
SAIC	2001	U of C	1295	1295	1295	—	—	—	45	52	74
Scully	2002	U of C	1434	1434	1674	—	—	—	41	46	51
Sandia	2002	U of C	2131	2131	2131	—	—	—	68	—	95
EIA	2003	U of C	2015	2015	2217	—	—	—	72	—	78
EIA	2003	U of C	1241	1563	1784	—	—	—	49	—	61
MIT	2003	MIT	1175	2350	—	—	—	—	65	79	—
U of C	2004	U of C	1380	1725	2070	—	—	—	61	71	82
TVA	2005	TVA	—	1853	—	—	—	—	—	—	—
CEC	2007	CEC	—	3021	—	—	3840	—	—	106	—
Keystone	2007	Keystone	3018	—	3018	3653	—	4092	85	—	114
Harding	2007	Harding	—	3329	—	4349	—	4655	96	—	125
South Texas 3&4	2007	CRS	2931	3214	3754	—	—	—	—	—	—
Turkey Point 3&4	2007	CRS	3179	3179	4644	—	—	—	—	—	—
Calvert 3	2007	CRS	—	5778	—	—	—	—	—	—	—
Levy 1&2	2008	CRS	—	4260	—	—	—	—	—	—	—
Summer 2&3	2008	CRS	—	4387	—	—	—	—	—	—	—
Vogtle	2008	GA PUC	—	4381	—	—	6447	—	—	—	—
Callaway 1	2008		—	4250	—	—	6125	—	—	—	—
Duke	2008	Lovins	—	4800	—	—	—	—	—	—	—
S&P	2008	S&P	—	4100	—	—	—	—	—	—	—
DOE	2008	DOE	—	—	—	—	6528	—	—	—	—

Original Estimate	Date of Estimate	Source of Estimate	Overnight Cost 2008\$/kW			All-in Cost 2008\$/kW			Busbar Costs 2008\$/MWh		
			Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
Loans											
EIA	2008	EIA	—	3400	—	—	—	—	—	—	—
CRS	2008	CRS	—	3900	—	—	—	—	—	83	—
CBO	2008	CBO	—	2358	—	—	—	—	—	74	—
Lazard	2008	Lazard	3750	—	5250	5750	—	7550	100	—	126
Moody's	2008	Moody's	—	6250	—	—	7500	—	—	151	—
Severance	2008	Severance	6233	7440	—	8858	0553	—	250	300	—
MIT II	2009	MIT II	—	4092	—	—	—	—	—	86	—
Bell Bend	2009	PPL	—	—	9375	—	—	—	—	—	—
Harding - Medium	2009	Harding 09	5524	7263	9217	—	—	—	137	173	212
Harding - High	2009	Harding 09	6189	8184	10383	—	—	—	150	190	235

Źródło: Cooper(2009)

Jak widać w Tabeli 2 szacowane koszty inwestycji wyraźnie rosną i w okresie 2001-2009 uległy co najmniej potrojeniu - liczony według średniej współczynnik wzrostu kosztów inwestycyjnych przekracza 3,7.

## 1.2. Oferta rynkowa

Tabela 3. Zaawansowane reaktory atomowe generacji III i III+

Typ reaktora	Generacja	Moc MWe	W projekcie	W budowie	W eksploatacji
EPR AREVA	III+	1600	4	2	0
AP1000 Westinghouse/Toshiba	III+	1154	14	4	0
ESBWR GeneralElectric/Hitachi	III+	1550	4	0	0

ACR AtomicEnergyofCanadaLtd	III+	1165	2	0	0
ABWR GenaralElectric/Hitachi	III	1350	2 (+3)	3	4
US APWR Mitsubishi	III	1700	2	0	0
APR 1400 KHNP (KOPEC/Doosan)	III	1400	6	2	0
VVER 1200/491 Rosenergoatom	III (?)	1170	4	4	0
Razem	III i III+		41	15	4

Źródło: Analiza Internetowa, Wikipedia, DoE, NEAC

W praktyce budowane są tylko: francuski EPR oraz amerykański AP1000, a pozostałe reaktory generacji III+, tzn. z pasywnymi systemami bezpieczeństwa, znajdują się w fazie projektowania. Wikipedia cytuje analizę<sup>6</sup> wskazującą na konkurencyjność energetyki jądrowej wywołaną koniecznością stosowania technologii CCS:

Tabela 4. Nakłady inwestycyjne i koszty generacji w USA

	Overnight capital cost (2008 \$/kW)	Electricity cost (c/kWh)
<b>Nuclear</b>	4038	8.34
<b>Supercritical coal</b>	2214	8.65
<b>Supercritical coal +CCS</b>	4037	14.19
<b>IGCC</b>	2567	9.22
<b>IGCC + CCS</b>	3387	12.45
<b>Gas combined cycle</b>	869	7.60
<b>Gas combined cycle + CCS</b>	1558	10.31

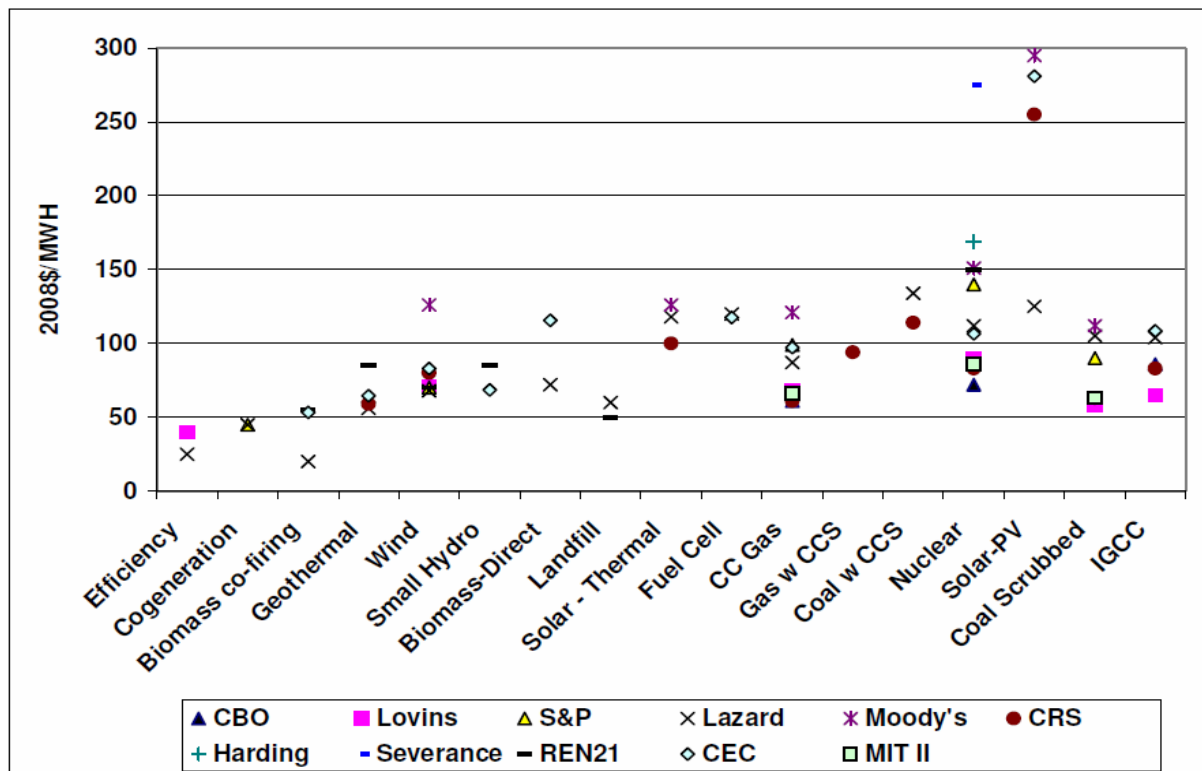
Źródło: World Nuclear Association<sup>7</sup> wg Connecticut Integrated Resource Plan

<sup>6</sup> The Economics of Nuclear Power, *Information and Issue Briefs*, World Nuclear Association, 2009: <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>, Retrieved 2009-04-01.

<sup>7</sup> <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>

Jednakże obszerna analiza M. Coopera (op. cit.) zawiera zupełnie inne przesłanie. Cooper wskazuje, że energetyka jądrowa jest konkurencyjna jedynie wobec elektrowni węglowych z CCS-em.

Rysunek 2. Koszt alternatywnych sposobów zasilania w energię (na zaciskach – busbar)



Źródło: Cooper (2009)

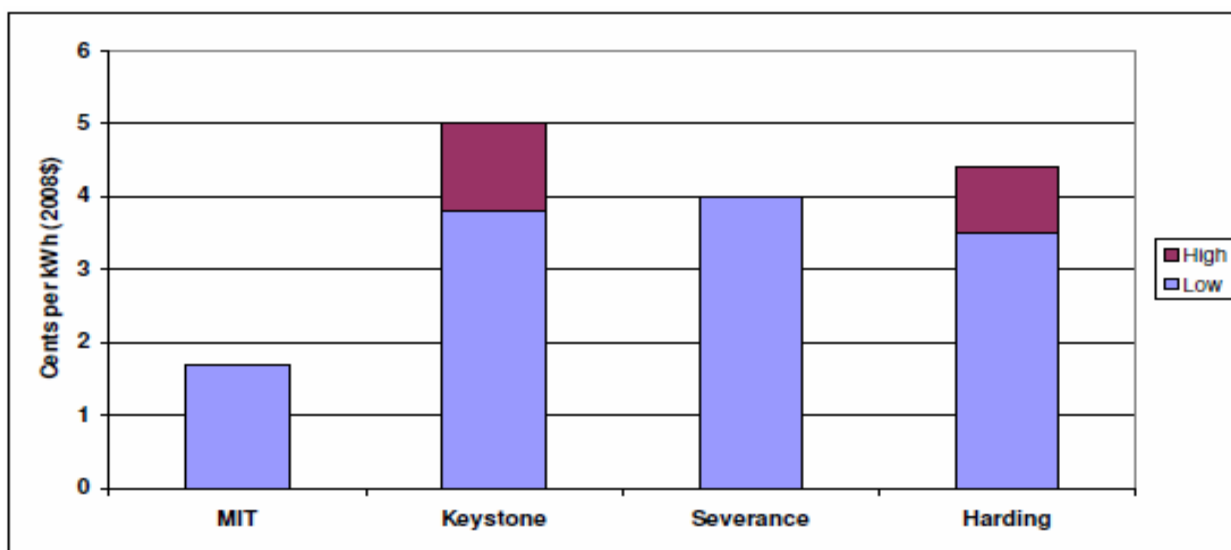
Można stąd wyciągnąć tylko jeden wniosek: publicystyczna analiza kosztów budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej, a więc i ostatecznych kosztów energii z takiej elektrowni, nie jest wystarczającą przesłanką do podejmowania tak ważnej dla polskiej gospodarki decyzji. Ewentualny błąd będzie miał dla niej ogromne konsekwencje ekonomiczne, ale może ważniejsze będą konsekwencje społeczne i polityczne. Jeżeli energetyka jądrowa nie dostarczy nam tzw. „taniego prądu”, a nie jest to absolutnie pewne, to poważnie zachwiane zostanie zaufanie społeczeństwa do struktur i elit państwowych. Politycznie zapłaci za tę decyzję ten, kto ją będzie firmował, a cena może być bardzo wysoka. Dlatego kwestia kosztów musi być przedmiotem profesjonalnej analizy opartej o dane z wiarygodnych źródeł, takich jak: ceny kontraktowe, programy rządowe (np. DoE) oraz podobne dokumenty mówiące o twardych zobowiązaniach. Wywiady, reklamy i popularnonaukowe prezentacje muszą zostać wykluczone z procesu decyzyjnego.

Rysunek 1 przypomina, że z sześciu najważniejszych czynników cenotwórczych, aż cztery mają charakter ekonomiczny, niezależny od technologii. Dodać trzeba, że wzrost poziomu obciążenia o 10% nie jest już możliwy, ponieważ nowe instalacje deklarują obciążalność powyżej 90% (powyżej 8000 h/rok), a część czasu przeznaczyc trzeba na przeładowanie paliwa i remonty. Oznacza to, że o ostatecznym koszcie energii decydować będzie inżynieria finansowa, a nie technologia. Zdaniem polskich ekspertów od inwestycji, a także moim, na koszt wpływać będzie rzeczywisty czas realizacji projektu przekładający się na koszt kapitałowy czasu inwestycji (IDC - *interest during construction* oraz odłożony zwrot na kapitale własnym ROE).

### 1.3. Koszty Operacyjne

W energetyce jądrowej koszty operacyjne mają zazwyczaj mniejsze znaczenie, tym niemniej warto zwrócić uwagę, że także w tym przypadku różnice pomiędzy różnymi opracowaniami są duże.

Rysunek 3. Koszty operacyjne w amerykańskich elektrowniach jądrowych



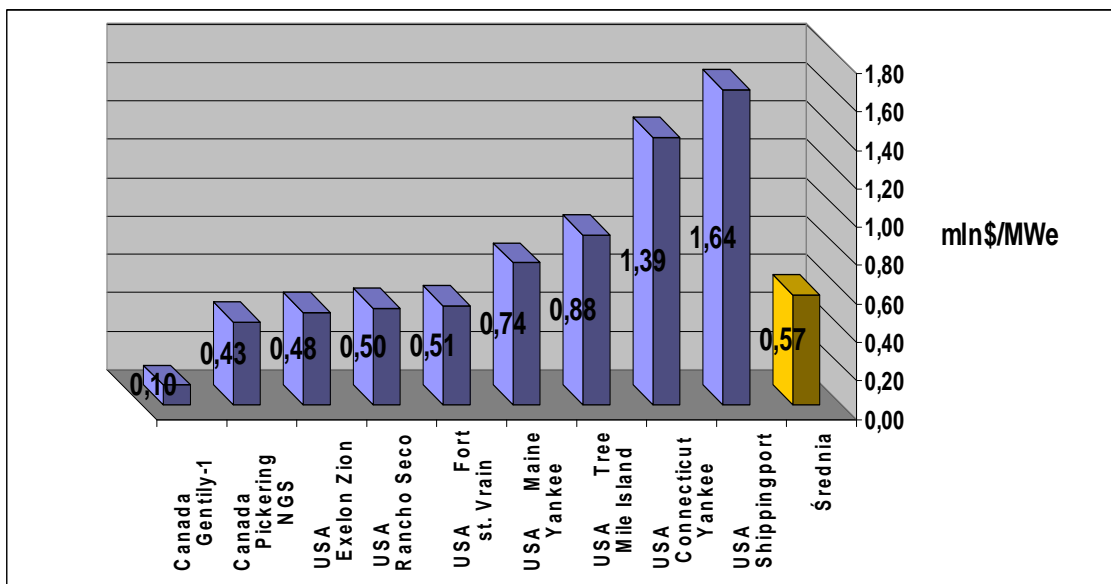
Źródło: M. Cooper (2009)

### 1.4. Koszty likwidacji (*Decommissioning*)

Bardzo trudnym do określenia jest poziom kosztów związany z likwidacją elektrowni jądrowej po zakończeniu jej działalności. Koszt ten powinien być uwzględniony w kalkulacji ceny, a środki pobierane od nabywców winny być akumulowane na specjalnym funduszu likwidacyjnym umożliwiającym nie tylko rozebranie elektrowni, ale i pełną rekultywację gruntu, na którym była czynna. Według danych amerykańskich, przyjmuje się obecnie koszt *decommissioningu* na 325 mln \$/reaktor, co w przypadku reaktora AP 1000 dałoby 0,28 mln \$/MWe - wielkość ta jest

wyraźnie zaniżona. Dane historyczne podaje Rys. 4. W Europie koszty rekultywacji są wyższe: w Wielkiej Brytanii wynoszą 2,6 mln \$/MWe, a we Francji - 4 mln \$/MWe.

Rysunek 4. Historyczne koszty *decommissioningu* w Kanadzie i USA



Źródło: Opracowanie własne wg Wikipedii<sup>8</sup>

### 1.5. Wynikowy poziom kosztów

Interesującą analizę kosztów energii elektrycznej zawiera raport Nuclear Energy Advisory Committee (XI 2008)<sup>9</sup> - komitetu, który doradza Departamentowi Energii USA. Estymacja kosztów przedstawia się następująco:

Tabela 5. Oszacowanie kosztów wynikowych

Kategoria kosztu	Oszacowanie dolne \$/MWh	Oszacowanie górne \$/MWh
Koszt kapitału	46	62
Paliwo	13	17
Stały koszt operacyjny (O&M)	19	27
Zmienny koszt operacyjny (O&M)	5	5
<b>Razem</b>	<b>83</b>	<b>111</b>

Źródło: Nuclear Energy Advisory Committee

<sup>8</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear\\_decommissioning](http://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_decommissioning)

<sup>9</sup> [http://www.ne.doe.gov/neac/neacPDFs/NEAC\\_Final\\_Report\\_Web%20Version.pdf](http://www.ne.doe.gov/neac/neacPDFs/NEAC_Final_Report_Web%20Version.pdf)

Koszt przedstawiony w Tab. 5 jest tak zwanym kosztem rozłożonym, uwzględniającym również koszt zamknięcia i pełnej rekultywacji terenu elektrowni. Widać wyraźnie, że przy obecnym kursie dolara koszt ten nie jest specjalnie atrakcyjny, wynosi bowiem od 236 do 315 zł/MWh. Oczywiście atrakcyjność tego kosztu wzrośnie po 2013 r., tzn. po wprowadzeniu obowiązkowego zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a szczególnie po roku 2019, gdy przestanie obowiązywać derogacja. Ten przykład wskazuje wyraźnie, że wprowadzenie systemu *cap & trade* z wysoką ceną emisji CO<sub>2</sub> otworzyło na oścież drzwi dla energetyki atomowej – niezależnie od intencji promotorów systemu.

W przypadku Polski koszty zależeć będą od sytuacji na rynku kapitałowym, to znaczy od ceny kapitału dłużnego – prawdopodobnie 8% - oraz od ceny *equity* – nie mniej niż 12%. Należy spodziewać się, że banki oczekiwać będą co najmniej 30% udziału własnego. Najdłuższy okres kredytowania to obecnie 30 lat, przy takich danych oczekiwać można kosztu kapitałowego w pierwszym roku pracy nawet na poziomie od 103,5 do 141 \$/MWh w zależności od sposobu spłacania zadłużenia – stała spłata czy stała rata. Wartość ta wynika z analizy finansowej, tzn. płynności, a nie księgowej, tzn. amortyzacji. Nie trzeba tłumaczyć, że dla kredytobiorcy, a szczególnie dla banku, ta pierwsza jest ważniejsza.

## **2. Wymiar społeczny**

### **2.1. Wpływ na zatrudnienie**

Nowoczesne elektrownie jądrowe nie wymagają dużego zatrudnienia. Można obecnie przyjąć wskaźnik  $\frac{1}{4}$  osoby/MW, co oznacza zatrudnienie 750 osób w 3000 MW elektrowni. Taka elektrownia będzie wstępnie wymagała zatrudnienia ok. 4000 osób na 5-7 lat okresu budowy. Przy budowie 2 bloków po ok. 1500 MW będzie to łącznie ok. 9 lat – zakładając dwuletnie przesunięcie budowy drugiego bloku. Należy brać pod uwagę, że prawdopodobnie ok. 50% obsługi eksploatacyjnej będzie musiało pochodzić z zagranicy – z braku własnej kadry. Przy budowie proporcje te mogą być korzystniejsze – polscy robotnicy pracują obecnie przy budowie Olkiluoto 3 w Finlandii.

### **Analiza przypadku – Elektrownia Jądrowa Indian Point<sup>10</sup>**

---

<sup>10</sup> [http://www.atom.edu.pl/index.php?option=com\\_content&view=article&id=76](http://www.atom.edu.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=76),  
<http://www.flickr.com/photos/tonythemisfit/2755502911/>;

Tabela 6. Parametry elektrowni Indian Point

Unit	Net Capacity MW(e)	Generation (Million Kilowatt Hours)	Capacity Factor (Percent)	Type	On Date	Line License Expiration Date
2	1,020	8,212	92	PWR	8/1/1974	9/28/2013
3	1,025	9,176	102	PWR	8/30/1976	12/15/2015
	<b>2,045</b>	<b>17,388</b>	<b>97</b>			

**PWR** =pressurized light water reactors. [Sources](#)

Źródło: [http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/page/at\\_a\\_glance/reactors/in\\_point.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/page/at_a_glance/reactors/in_point.html)

Elektrownia Jądrowa Indian Point w Buchanan, w stanie Nowy Jork zatrudnia<sup>11</sup> 1683 pracowników w dwóch blokach (2 i 3) zbudowanych w 1974 i 1975 roku. Łączna moc to 2090 MWe, co oznacza wskaźnik zatrudnienia 0,81 osoby/MW - tak wysoki wskaźnik jest spowodowany przestarzałą konstrukcją reaktorów PWR. Elektrowni tej dotyczy ciekawa analiza wpływu na zatrudnienie w okolicy elektrowni – tzn. w sąsiednich pięciu hrabstwach - 81% pracowników tam właśnie mieszka.

Tabela 7. Obroty i zatrudnienie generowane przez elektrownię jądrową (2002 r.)

Sektor gospodarki	Wydatki elektrowni	Łączny dochód pracowników*	Liczba miejsc pracy*
Wartość wytworzonej energii elektrycznej	650 931 840 \$ (dochód elektrowni)	126 764 472 \$	1 357
Podatki od nieruchomości	9 180 758 \$	nie dotyczy	nie dotyczy
Handel hurtowy	5 997 007 \$	2 528 002 \$	39
Prywatna służba zdrowia	5 638 043 \$	3 317 516 \$	57
Utrzymanie, konserwacja i naprawy budynków	4 704 194 \$	1 969 959 \$	99
Handel nieruchomościami	4 536 372 \$	615 432 \$	19
Publiczna służba zdrowia	4 324 430 \$	2 614 840 \$	61
Bankowość	4 087 369 \$	789 038 \$	16
Gastronomia	3 367 526 \$	1 366 463 \$	79
Ubezpieczenia	3 083 332 \$	1 117 537 \$	17

<sup>11</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Indian\\_Point\\_Energy\\_Center](http://en.wikipedia.org/wiki/Indian_Point_Energy_Center)

Inne	67 437 028 \$	30 355 410 \$	809
<b>Łącznie</b>	<b>763 287 899 \$</b>	<b>171 438 669 \$</b>	<b>2 553</b>

Źródło: [http://www.atom.edu.pl/index.php?option=com\\_content&view=article&id=76](http://www.atom.edu.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=76)

Kwestię generowania zatrudnienia w otoczeniu elektrowni przedstawia Tabela 8.

Tabela 8. Zatrudnienie bezpośrednie, pośrednie i wtórne (2002 r.)

	Bezpośredni†	Pośredni*	Wtórny**	Łącznie
Wartość wytworzonej energii elektrycznej	650,000 mln \$	26,523 mln \$	86,765 mln \$	763, 288 mln \$
Wydatki na pracowników	126,583 mln \$	10,913 mln \$	33,943 mln \$	171,439 mln \$
Liczba utworzonych miejsc pracy	1 355	280	918	2 553

Źródło: [http://www.atom.edu.pl/index.php?option=com\\_content&view=article&id=76](http://www.atom.edu.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=76)

† bezpośredni oznacza mieszkańców sąsiednich hrabstw zatrudnionych bezpośrednio w elektrowni,

\* pośredni oznacza dochody i zatrudnienie lokalnych firm świadczących usługi dla elektrowni

\*\* wtórny (*induced*) wynika ze zwiększonych dochodów lokalnych gospodarstw domowych, spowodowanych napływem pieniędzy z EJ Indian Point.

Zwiększone dochody zwiększają lokalnie popyt, co pociąga za sobą wzrost produkcji miejscowych firm i tworzenie nowych miejsc pracy.

Łączny dochód pracowników (własnych i firm współpracujących) to 171,4 mln\$, a pozostałe lokalne wydatki to 16,7 mln\$. Jak wynika z powyższych danych nie należy przeceniać tak zwanego „efektu mnożnikowego”, w przypadku Indian Point bezpośredni wzrost zatrudnienia to 0,65 osoby/MW, a pośredni i wtórny to 0,57 osoby/MW, co daje łącznie 1,22 osoby/MW. Jak z tego wynika wartość współczynnika „efektu mnożnikowego” w zakresie zatrudnienia nie przekracza 2, a w zakresie przychodów 1½. Dlatego wydaje się, że mówienie o lokalnym zatrudnieniu dodatkowych 20 000 osób jest pewną przesadą. Taki ogromny wzrost zatrudnienia może być tylko tymczasowy i dotyczyć może tylko okresu budowy.

## 2.2. Wpływ na rozwój gospodarczy kraju

Trudno w tym momencie stwierdzić jednoznacznie, czy Polska wytwarza, lub może wytwarzać, materiały (cement, stal, turbiny, generatory) o jakości niezbędnej dla bezpiecznego funkcjonowania elektrowni. Wiele zależy będzie od kształtu kontraktu na budowę elektrowni, a

przede wszystkim od istnienia, wielkości i rodzaju *offsetu*. Przy braku *offsetu* większość materiałów i wszystkie produkty *hi-tech* będą importowane z kraju dostawcy.

Wpływ zwiększonego bezpieczeństwa energetycznego nie daje się prosto przełożyć na zwiększenie PKB, przychodów i konkurencyjności gospodarki, ale jest niewątpliwie pozytywny.

### **3. Logistyka**

#### **3.1. Uzyskanie lokalizacji**

Należy pamiętać, że w Polsce uzyskanie lokalizacji, a konkretnie warunków zabudowy i zagospodarowania terenu, wymaga zgodnie z prawem przestawienia Oceny Oddziaływania na Środowisko - OOS (Environmental Impact Assessment). Ocena ta jest na tyle szczegółowa, że wymaga wiedzy z dość zaawansowanego stadium projektowania. Nie jest tu jeszcze potrzebny szczegółowy projekt wykonawczy, lecz niezbędne jest coś więcej, niż szkicowa koncepcja zabudowy terenu, niewystarczająca do określenia strumieni oddziaływań na środowisko. Tego ostatniego właśnie wymaga OOS. Stąd wniosek, że polityczne deklaracje lokalnych liderów to o wiele za mało, aby realnie analizować lokalizacyjne alternatywy.

#### **3.2. Realizacja połączeń**

Budując elektrownię jądrową należy pamiętać, że wyprodukowana w niej energia musi zostać wprowadzona do sieci. Przewidywana moc (docelowo dwa lub trzy bloki 1000 lub 1600 MW) oraz ilość produkowanej energii wskazują, że musi tu być mowa o sieci najwyższych napięć - 400 kV. Sieć ta musi być odpowiednio rozbudowana i wzmocniona. Polskie prawo nie ułatwia prowadzenia inwestycji sieciowych. Wystarczy wskazać odcinek linii 400 kV Ostrów-Plewiska w okolicach Kórnika<sup>12</sup>, który budowany jest już od 12 lat w wyniku permanentnych protestów okolicznych mieszkańców. Warto przypomnieć, że nowa linia jest w zasadzie tylko przebudową starej o napięciu 220 kV.

Warto przytoczyć opinię eksperta zajmującego się strategią budowy sieci elektroenergetycznych<sup>13</sup>: „Dla zapewnienia pewności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego na terenie Polski północnej, niezbędne będzie zmodernizowanie istniejących i wybudowanie nowych nowoczesnych linii przesyłowych najwyższych napięć. Dotyczy to istniejących linii w relacji: Poznań – Gorzów – Szczecin, Poznań – Piła – Żydowo – Koszalin, Żydowo – Gdańsk, Pątnów – Bydgoszcz – Gdańsk oraz prawdopodobnie zbudowanie nowych linii: Gorzów – Piła, Żydowo – Słupsk, Płock – Olsztyn, Bydgoszcz – Grudziądz, a także linii wynikających z lokalizacji i mocy elektrowni jądrowej. Należy

<sup>12</sup> <http://orka2.sejm.gov.pl/IZ5.nsf/main/3EA0377B>

<sup>13</sup> <http://www.proinwestycje.pl/konferencje/powerring2009/ppt/maciejewskizygmunt.pdf>

liczyć się z koniecznością zmodernizowania i wybudowania do 2020 roku około 2000 km nowoczesnych linii 400 kV oraz wybudowania około dziesięciu nowych stacji najwyższych napięć. Szacuje się, że średni koszt budowy 1 km nowej linii 400 kV wynosi od 2,5 do około 3,5 mln zł, natomiast koszt budowy stacji najwyższych napięć od 20 do około 50 mln zł<sup>14</sup>. Zgodnie z tymi danymi łączny koszt inwestycji wynosić będzie od 5 200 do 7 500 mln zł - jest to równowartość 5-7 letniego obecnego wysiłku inwestycyjnego PSE-Operator SA. Środki te uwzględnić będzie trzeba w jego taryfie przesyłowej.

### **3.3. Harmonogram realizacji (terminy)**

Czas potrzebny na zbudowanie reaktora pokazuje precyzyjna tablica opisująca doświadczenia z budowy dość popularnego reaktora ABWR<sup>14</sup>. Od wejścia na plac budowy potrzebne są średnio 72 miesiące (7 lat), a od rozpoczęcia betonowania 54 miesiące (4 ½ roku). Terminy te dotyczą dobrze opanowanej konstrukcji. Konstrukcje FOAK (*First of a Kind*) trwają zazwyczaj o 20-25% dłużej. I kosztują do 35% drożej<sup>15</sup>.

Harmonogram rządowy, zamieszczony na stronie Ministerstwa Gospodarki<sup>16</sup> jest dość ogólny, po przerobieniu na postać graficzną przedstawiony jest na rysunku 5. Syntetyczny skót tego harmonogramu przedstawia rysunek 6. Obszary zakreskowane odpowiadają zadaniom, które zdaniem autora nie mieszczą się w harmonogramie.

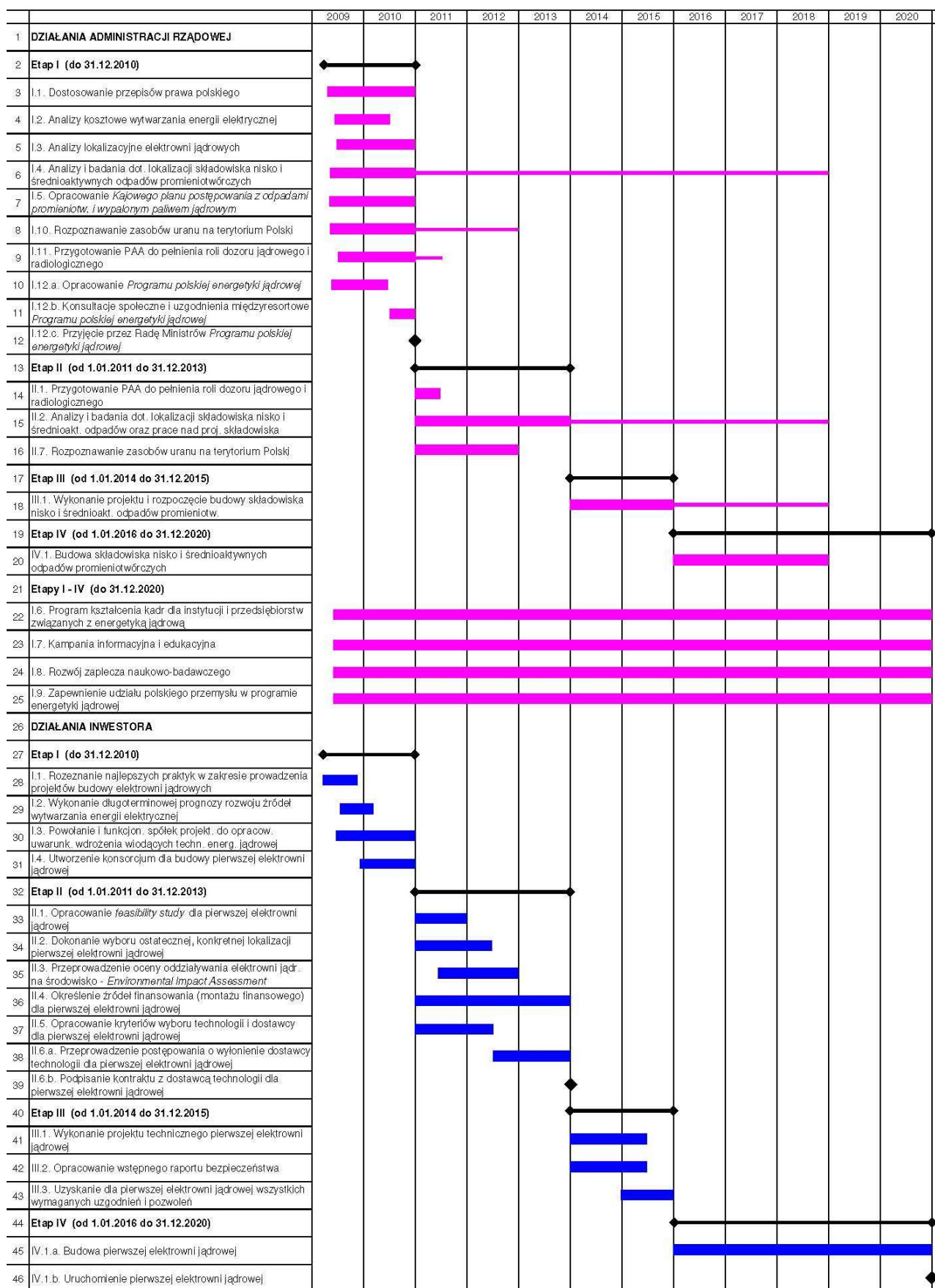
**Rysunek 5. Graficzna prezentacja rządowego harmonogramu energetyki jądrowej**

---

<sup>14</sup> <http://www.ftj.agh.edu.pl/~cetnar/ABWR/Chapter12.pdf>

<sup>15</sup> Streszczenie: <http://www.ne.doe.gov/np2010/reports/NuclIndustryStudy-Summary.pdf>,  
[http://www.eusustel.be/public/documents\\_publications/links\\_to\\_docs/cost/uoc-study.pdf](http://www.eusustel.be/public/documents_publications/links_to_docs/cost/uoc-study.pdf)

<sup>16</sup> Harmonogram: <http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/553ECCA6-72AD-4CFA-8769-186E6539B1B4/56195/Ramowyharmonogramwykres2.pdf>





Zarówno rząd, jak i każdy potencjalny inwestor jądrowy, muszą się z tym faktem liczyć. Najlepszą i jedyną skuteczną polityką informacyjną w tym zakresie jest polityka pełnej transparentności i zgody na społeczną kontrolę procesu inwestycyjnego. Pamiętać trzeba, że w praktyce inwestycyjnej potrzebna jest akceptacja społeczności lokalnej, a nie tylko lokalnych polityków. Przykład linii 400 kV pod Kórnikiem winien być poważnym memento.

#### **4.2. Poziom akceptacji wyborczej**

Poziom akceptacji wyborczej to nie to samo, co poziom akceptacji społecznej. Dla wyborów ogromne znaczenie ma poziom tzw. elektoratu negatywnego, tzn. tych wyborców, którzy nie poprzę danej opcji politycznej lub personalnej.

Na kreowanie negatywnego elektoratu ogromny wpływ ma stosunek do tak zwanych „gorących tematów”. Mają one nie tylko wymiar racjonalny, ale przede wszystkim emocjonalny. Wyborca, którego partia wprowadza do debaty politycznej gorący temat, albo się ze stanowiskiem swojej partii zgadza – wtedy jego motywacja wyborcza rośnie – albo się nie zgadza – w tym drugim przypadku najczęściej rezygnuje z wyborów zwiększając absencję wyborczą. Dlatego w Polsce, przy nikłych twardych elektoratach i niewielkim „patriotyzmie partyjnym”, każdy gorący temat staje się niezwykle niebezpieczny dla jego promotora.

#### **4.3. Realność i terminowość realizacji programu**

Aktualny, rządowy harmonogram programu budowy pierwszego energetycznego reaktora jądrowego wraz z pierwszym blokiem energetycznym jest niemożliwy do realizacji w zakładanym terminie, tzn. do końca 2020 roku. Etapem krytycznym jest okres 2013-2015 r., w którym wg rządu ma być stworzony projekt elektrowni (min. 18 miesięcy), ocena jej oddziaływania na środowisko (min. 12 miesięcy) oraz uzyskanie pozwolenia na budowę (jako efekt wcześniejszych 16 uzgodnień i pozwoleń, min. 6 miesięcy).

#### **4.4. Wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju**

W sensie bezpośrednim (technicznym) budowa elektrowni jądrowej będzie miała niewielki wpływ na poprawę polskiego bezpieczeństwa energetycznego. Jedynym poważnym (zewnętrznym) zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego Polski jest obecnie zahamowanie dostaw gazu ziemnego ze wschodu – od Rosji lub poprzez Rosję. Budowa elektrowni jądrowej w najmniejszym stopniu nie stanowi rozwiązania tego problemu.

Prawdą jest, że w polskiej sytuacji energetykę jądrową można uznać za bezpieczniejszą od gazowej (w sensie bezpieczeństwa dostaw), ale ta ostatnia też będzie musiała być budowana –

choćby jako źródła regulacyjne lub szczytowe. Energetyka jądrowa tych funkcji spełniać nie powinna.

Prawdziwą alternatywą dla gazu ze wschodu jest bądź dywersyfikacja zewnętrzna (LNG z Kataru), bądź dywersyfikacja wewnętrzna (biogaz i podziemna gazyfikacja węgla). Dodatkową opcją jest wykorzystanie procesu mikronizacji biomasy oraz wykorzystujących tą rozdrobnioną biomasę palników pyłowych.

Oczywiste i bezdyskusyjne jest, że zastępowanie energetyki węglowej energetyką jądrową nie poprawia poziomu polskiego bezpieczeństwa energetycznego w sensie technicznym. Jedynym uzasadnieniem dla energetyki jądrowej w Polsce pozostaje przewidywana wysoka cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

## **5. Wymiar ekologiczny**

### **5.1. Redukcja emisji GHG**

Głównym argumentem wysuwany przez zwolenników energetyki jądrowej jest jej bezemisyjność. W porównaniu ze staromodną energetyką węglową oznacza to redukcję emisji z poziomu 1,1-0,95 tCO<sub>2</sub>/MW do zera. Mowa tu oczywiście o redukcji bezpośredniej, a nie o śladzie węglowym, który zupełnie zerowy nie jest – bo to może się zdarzyć tylko w przypadku gospodarki bezwęglowej.

### **5.2. Bezpieczeństwo**

Jak ogólnie wiadomo, budowa nowoczesnego bloku EPR w Olkiluoto 3 opóźnia się znacznie. Opóźnienia te związane są z błędami wykonawczymi w betonowaniu fundamentów (pojawiają się rysy) oraz z wadami spawalniczymi. Wątpliwości budzą też systemy kontroli bieżącej i bezpieczeństwa. Problemy powyższe spowodowały znaczne przekroczenie planowanych kosztów budowy z 3 mld € do ponad 4,5 mld €.

Problemy związane z bezpieczeństwem pojawiły się także we Francji, w trakcie budowy elektrowni jądrowej Flamanville<sup>18</sup>. Informacje te są w Polsce mniej znane, prawdopodobnie dlatego, że nie pracują tam polscy wykonawcy, w przeciwieństwie do Olkiluoto 3. 4 listopada 2009 r. regulatorzy Energetyki Atomowej z Francji, Finlandii i Wlk. Brytanii wystosowali bezprecedensowy wspólny list do firmy AREVA, producenta reaktora EPR. List wskazuje na poważne problemy związane z podstawowymi cyfrowymi systemami zarządzania i kontroli (*Instrumentation and Control - I&C*).

---

<sup>18</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/European\\_Pressurized\\_Reactor#cite\\_note-0](http://en.wikipedia.org/wiki/European_Pressurized_Reactor#cite_note-0)

List stwierdza<sup>19</sup>: „Sprawa dotyczy przede wszystkim zapewnienia adekwatności systemów bezpieczeństwa (używanych do utrzymania kontroli elektrowni w sytuacji, gdy wykracza ona poza normalne warunki), i ich niezależności od systemów kontroli (używanych do zarządzania elektrownią w normalnych warunkach). Niezależność jest ważna dlatego, że gdy system bezpieczeństwa zapewnia ochronę przed awarią systemu kontroli, to obydwa systemy nie powinny zawieść jednocześnie. Projekt EPR, w pierwotnym projekcie licencjobiorców i wytwórcy AREVA, nie odpowiada zasadzie niezależności, ponieważ występuje wysoki poziom złożonych powiązań pomiędzy systemem kontroli, a systemem bezpieczeństwa”.

W kwietniu 2008 r. francuska Agencja Bezpieczeństwa Nuklearnego (*Autorité de Sûreté Nucléaire*, ASN) informowała, że jedna czwarta kontrolowanych spawów w drugorzędnych stalowych pokryciach jest niezgodna z normami oraz że znaleziono rysy w betonowym fundamencie. EDF stwierdziło, że osiągnięto postęp w tych kwestiach podniesionych bardzo wcześnie w trakcie budowy<sup>20</sup>, jednakże 24 maja 2009 roku ASN zarządziła zawieszenie betonowania na budowie<sup>21</sup>. Miesiąc później ponownie podjęto prace betoniarskie, po zaakceptowaniu przez ASN planu działań korekcyjnych zawierających zewnętrzne sprawdzanie prac<sup>22</sup>.

### **5.3. Gospodarowanie paliwem**

Gospodarka paliwem nuklearnym urasta do podstawowego zagadnienia w zakresie oddziaływania elektrowni na środowisko. Dotyczy to kwestii transportu, jak i kwestii przechowywania paliwa pierwotnego. W przypadku ewentualnego wykorzystywania paliwa krajowego dochodzi jeszcze kwestia wzbogacenia rudy uranowej do poziomu wymaganego w reaktorze (i zagospodarowania powstających w procesie wzbogacania).

Jednakże najważniejszym jawi się przechowywanie i ewentualny transport wypalonego paliwa lub, jako alternatywa, recykling tego paliwa. Wypalone paliwo w dalszym ciągu zawiera ok. 96% paliwa zdatnego do użytku oraz pewną ilość wysoce szkodliwych transuranowców. Proces utylizacji nie jest prosty, ani tani. Z czysto ekonomicznego punktu widzenia, ciągle jeszcze taniej jest

---

<sup>19</sup> “The issue is primarily around ensuring the adequacy of the safety systems (those used to maintain control of the plant if it goes outside normal conditions), and their independence from the control systems (those used to operate the plant under normal conditions); Independence is important because, if a safety system provides protection against the failure of a control system, then they should not fail together. The EPR design, as originally proposed by the licensees and the manufacturer, AREVA, doesn't comply with the independence principle, as there is a very high degree of complex interconnectivity between the control and safety systems.”

<sup>20</sup> Geoffrey Lean and Jonathan Owen (2008-04-13), Defects found in nuclear reactor the French want to build in Britain, The Independent, <http://www.independent.co.uk/news/uk/home-news/defects-found-in-nuclear-reactor-the-french-want-to-build-in-britain-808461.html>, Retrieved 2004-04-19

<sup>21</sup> French nuke body partly halts work on new reactor, Reuters, 2008-05-27, <http://www.reuters.com/article/rbssIndustryMaterialsUtilitiesNews/idUSL2762459720080527>, Retrieved 2008-05-27.

<sup>22</sup> EdF allowed to continue concreting, World Nuclear News, 2008-06-20, [http://www.world-nuclear-news.org/RS\\_EdF\\_allowed\\_to\\_continue\\_concreting\\_2006081.html](http://www.world-nuclear-news.org/RS_EdF_allowed_to_continue_concreting_2006081.html), Retrieved 2008-06-21.

produkować nowe paliwo niż utylizować stare. Chociaż proces utylizacji redukuje wagon radioaktywnych odpadów do objętości beczki.

Magazynowanie wypalonego paliwa trzeba rozpatrywać w trzech horyzontach czasowych:

- Krótkim ( 3-5 lat) – przechowywanie do wychłodzenia na terenie elektrowni,
- Średnim (~10 lat) – najczęściej również na terenie elektrowni lub w jej pobliżu,
- Długim (100 tys. lat) – do tej pory nie istnieją na świecie magazyny dostosowane do takiego horyzontu czasowego.

Rzeczywistym problemem jest składowanie długoterminowe. Niestety spośród 50 państw posiadających odpady nuklearne żadne nie posiada jak dotąd długoterminowego magazynu o pojemności wystarczającej do obsłużenia wszystkich posiadanych reaktorów. Wśród ekspertów panuje zgodność, że składowisko takie winno mieć charakter geologiczny i być umieszczone na głębokości co najmniej 500 m poniżej powierzchni. Dostępne dane<sup>23</sup> wskazują, że jedynie dwa państwa podjęły decyzję o budowie takich składowisk. Są nimi Finlandia (Olkiuto, 500 m, termin oddania 2020 r.) i USA (Yucca Mountain, pierwotny termin oddania 2020 r.)<sup>24</sup>. W Chinach, Kanadzie, Argentynie, Niemczech, Wlk. Brytanii i Japonii prowadzi się dyskusje na ten temat. W Szwecji decyzję podjęto, ale nie określono konkretnej daty jej realizacji. We Francji prowadzi się badania laboratoryjne - prawdopodobny termin uruchomienia magazynu to rok 2025. Badania w tym zakresie prowadzą też Rosja, Hiszpania i Belgia.

Uważa się, że niebezpieczne transuranowce i aktynowce będą mogły być bezpiecznie wypalone w reaktorach o wysoko energetycznych neutronach. Problem w tym, że takie reaktory jeszcze nie istnieją.

Raktor wodny wytwarza ok. 4 ton wypału (2,52 t uranu) na 1 TWh wytworzonej energii. Wymnożenie 1500MW x 8000h daje 12TWh, czyli 48 ton o objętości 18 m<sup>3</sup> (jeden wagon węglarka, trzy duże lub sześć średnich wywrotek). Wypał ten trzeba będzie najpierw przechować, a po ochłodzeniu zmagazynować głęboko pod ziemią lub wywieźć do innych państw oferujących usługi magazynowania.

## **6. Podsumowanie**

W zakresie energetyki jądrowej cały szereg kwestii ma charakter dyskusyjny. Istnieją jednak kwestie, które zdaniem autora są bezdyskusyjne, a mianowicie:

---

<sup>23</sup> [http://en.Wikipedia.org/Wiki/deep\\_geological\\_repository](http://en.Wikipedia.org/Wiki/deep_geological_repository)

<sup>24</sup> W marcu 2009 r. Sekretarz Energii wstrzymał prace w Yucca Mountain.

1. Debata jest absolutnie niezbędna i musi być prowadzona publicznie, a wszyscy jej uczestnicy winni mieć to samo prawo głosu.
2. Nikomu nie wolno świadomie używać argumentów fałszywych, a ten kto by jednak posunął się do fałszowania faktów, winien być przez wszystkich uczestników dyskusji zdyskwalifikowany.
3. Szczególnie poważnie winny być traktowane kwestie bezpieczeństwa:
  - a. Pracy reaktora,
  - b. Transportu i magazynowania paliwa jądrowego,
  - c. Transportu i magazynowania paliwa wypalonego,
  - d. Utylizacji i recyklingu paliwa.
4. Pełnomocnik Rządu do spraw Energetyki Jądrowej winien dysponować odpowiednimi środkami finansowymi oraz pełnokadrowym Departamentem Energetyki Jądrowej, gdyż na tych kosztach oszczędzać nie można.
5. Najważniejszym zadaniem Pełnomocnika na 2010 rok jest przygotowanie i uchwalenie dobrego Prawa Atomowego oraz regulacji towarzyszących. Prawo to musi precyzyjnie określić reguły, w ramach których działać będzie przyszły inwestor: tak, aby zapewnić nam odpowiednie bezpieczeństwo. Myślę, że na tej kwestii również - w ramach dostępnych technologii - oszczędzać nie można.

*Prof. Krzysztof Żmijewski<sup>25</sup>*

---

<sup>25</sup> Dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski, prof. Politechnika Warszawska - Menedżer posiadający unikalne doświadczenie w zarządzaniu strategicznym i logistycznym. W latach 1990-2001 zajmował najwyższe stanowiska w Administracji Państwowej (Wiceminister, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Budownictwa), agencjach rządowych (Prezes Krajowej Agencji Poszanowania Energii), członek zarządów największych polskich spółek Skarbu Państwa (Prezes Zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych) oraz międzynarodowych przedsiębiorstw telekomunikacyjnych (Członek Zarządu Polkomtel SA). Profesor i Kierownik Zakładu Budownictwa Ogólnego na Politechnice Warszawskiej, niezależny konsultant, ekspert w dziedzinie rozwoju rynku energii, felietonista, wykładowca (Politechnika Warszawska, KSAP, PJWSTK) i autor wielu publikacji. Obecnie również Doradca Wicepremiera ds. Gospodarki, Sekretarz Generalny Społecznej Rady Konsultacyjnej Narodowego Programu Redukcji Emisji oraz Członek Narodowej Rady Rozwoju przy Prezydencie RP, Lechu Kaczyńskim. Pomysłodawca i koordynator merytoryczny projektu ElaStan Elastyczne Stanowiska Pracy i Ochrona Kapitału Intelektualnego Firm.

## Słowniczek

**Busbar cost** – koszt na zaciskach, całkowity koszt produkcji prądu, uwzględniający koszt kapitału, obsługę długu, paliwo i koszty operacyjne O&M. - w \$/MWh (€/MWh) jest podstawą kształtowania bazowej ceny hurtowej elektrowni.

**Levelized<sup>26</sup> cost** – koszt rozłożony, wielkość o charakterze statystycznym wynika z podzielenia zdyskontowanej sumy kosztów *all included* przez zakładaną całkowitą zdyskontowaną produkcję elektrowni, przy założeniu równych rocznych płatności z wyeliminowaniem wpływu inflacji, maleje w miarę wzrostu zakładanych lat pracy - w \$/MWh (€/MWh) ma bardzo mały związek z ceną zapewniającą płynność elektrowni.

**Busbar cost > Levelized cost**

**Marginal cost** – koszt krańcowy, koszt wyprodukowania dodatkowej jednostki produktu ponad wielkość podstawową (z definicji nie uwzględnia kosztów stałych) - w \$/MWh (€/MWh).

**EPC cost** (*Engineering-Procurement-Construction*) – koszt zakupu układu reaktor-turbina-generator bez kosztów właściciela (*owner cost*) to znaczy terenu, uzbrojenia, przyłączy, infrastruktury, wież chłodniczych itp. - w \$/MW (€/MW).

**Overnight cost** – koszt inwestycji (nakład) bez uwzględnienia kosztu kapitału (obsługi długu itp.), tak jakby inwestycja powstała w ciągu jednej nocy „z dziś na jutro” - w \$/MW (€/MW).

**Total cost** – koszt całkowity (z uwzględnieniem kosztu finansowania w trakcie inwestycji) nazywany też bywa *turn-key* w \$/MW (€/MW).

**All included** – koszt całkowity z uwzględnieniem spłaty kredytu i odsetek oraz zwrotu na kapitale dla inwestora w \$/MW (€/MW).

**EPC cost > Overnight cost > Total cost (turn-key) > All included**

Powyższe pojęcia częściowo się nakładają – nie ma jasnych granic – często też bywają ze sobą mylone.

**Decommissioning cost** – koszt likwidacji obiektu uwzględniający całkowitą rekultywację terenu.

---

<sup>26</sup> [http://www.teachmefinance.com/Scientific\\_Terms/Levelized\\_cost.html](http://www.teachmefinance.com/Scientific_Terms/Levelized_cost.html),  
[http://en.wikipedia.org/wiki/Levelised\\_energy\\_cost](http://en.wikipedia.org/wiki/Levelised_energy_cost)

