HEINRICH BÖLL STIFTUNG
EKOLOGIA

EKONOMIKA ENERGETYKI JĄDROWEJ: AKTUALIZACJA

Steve Thomas

HEINRICH BÖLL STIFTUNG
SERIA PUBLIKACJI O EKOLOGII

Ekonomika energetyki jądrowej: aktualizacja

Steve Thomas
Marzec 2010
Publikacja Fundacji im. Heinricha Bölla

Heinrich-Böll-Stiftung
Steve Thomas *Ekonomika energetyki jądrowej: aktualizacja*

Tytuł oryginału: Steve Thomas *The Economics of Nuclear Power: An Update*
Heinrich-Böll-Stiftung, Unia Europejska, Bruksela
© Autorzy, Heinrich-Böll-Stiftung Unia Europejska, Bruksela

© Wydanie polskie: Fundacja im. Heinricha Bölla, Biuro Regionalne Europa Centralna, Warszawa

Publikacja Fundacji im. Heinricha Bölla, Biuro Regionalne Europa Centralna, Warszawa
Wydrukowano w Polsce, grudzień 2010

Tłumaczenie z języka angielskiego: Jarosław Sobczak
Redakcja merytoryczna wydania polskiego: Dariusz Szwed
Korekta i koordynacja: Katarzyna Radzikowska

Opracowanie graficzne: Micheline Gutman
Skład i druk: Studio27
Zdjęcie na okładce: iStockphoto.com © Björn Kindler
Zdjęcia do rozdziałów 1, 3 i 8: Użycie jednorazowe, nie na wyłączność, redakcyjne. Archiwizacja, redystrybucja lub użycie w innym kontekście wymaga uprzedniego zezwolenia Greenpeace Photo Library. Nie na użytek reklamowy i promocyjny. Opłata za zdjęcia.
Pewne prawa zastrzeżone dla zdjęć do rozdziałów 4, 5, 6 i 7, według licencji Creative Commons license: http://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.0/

ISBN 978-83-61340-76-8

Zamówienia prosimy kierować na adres:
Fundacja im. Heinricha Bölla
ul. Żurawia 45, III p.
00-680 Warszawa
T 22 59 42 333 F 22 59 42 337
E hbs@boell.pl W www.boell.pl

SPIS TREŚCI

Przedmowa: Ślepy zaułek energetyki jądrowej 5

Nota od Autora 7

Wstęp 8

1. Światowy rynek elektrowni jądrowych: złożone zamówienia i perspektywy 9

2. Kluczowe czynniki ekonomiki energetyki jądrowej 16
2.1. Koszty i czas budowy 17
2.1.1. Niska wiarygodność danych 17
2.1.2. Trudności w zakresie prognozowania 18
2.1.3. Krzywa doświadczenia, ekonomia skali i postęp techniczny 19
2.1.4. Czas budowy 21
2.2. Koszty kapitałowe 22
2.3. Sprawność działania 23
2.4. Koszty eksploatacji, napraw i remontów (poza kosztami paliwa) 25
2.5. Koszty paliwa 26
2.6. Kalkulacja okresów eksploatacji 27
2.7. Koszty i działania w zakresie likwidacji elektrowni i zagospodarowania odpadów 28
2.8. Ubezpieczenia i odpowiedzialność 28

3. Doświadczenia z Olkiluoto i Flamanville 30
3.1. Olkiluoto 30
3.2. Flamanville 31

4. Program w Stanach Zjednoczonych 33
4.1. Prawdopodobne rezultaty 37

5. Program w Wielkiej Brytanii 39
5.1. Prawdopodobne rezultaty 40

6. Niemcy 41

7. Inne rynki 42
7.1. Zjednoczone Emiraty Arabskie 42
7.2. RPA 43
7.3. Kanada 44
7.4. Turcja 44
7.5. Włochy 45
7.6. Brazylia 45
7.7. Europa Wschodnia 46
7.7.1. Słowacja 46
7.7.2. Rumunia 46
7.7.3. Bułgaria 46
7.7.4. Inne kraje 47

8. Zestawienie kosztów według szacunków przedsiębiorstw 48
8.1. Stany Zjednoczone 48
8.2. Pozostałe kraje 49
8.3. Podsumowanie 49

9. Potrzeba i zakres publicznych dotacji 51

Wnioski 53

Załącznik 1 Technologie reaktorów, współczesne konstrukcje i ich oferenci 55
Załącznik 2 Dyskontowanie, koszty kapitału i oczekiwana stopa zwrotu 61
Załącznik 3 Likwidacja elektrowni 63
Załącznik 4 Stan projektów amerykańskich 65

PRZEDMOWA: ŚLEPY ZAUŁEK ENERGETYKI JĄDROWEJ

Gdyby wziąć pod uwagę przytaczane czasami wypowiedzi o renesansie energetyki jądrowej, można by odnieść wrażenie, że liczba nowych elektrowni atomowych stale i szybko rośnie. W rzeczywistości aktualne statystyki wykazują 60 obiektów w budowie – większość w Chinach, kolejne w Rosji, Indiach, Korei Południowej i Japonii. Zaledwie jeden projekt realizowany jest w USA. Na liście tej (autorstwa VGB Power Tech) znajdują się jednak także liczne nigdy niedokończone, bardzo stare projekty, czyli obiekty nadające się *de facto* do rozbiórki.

Ponadto istnieją deklaracje budowy ok. 160 nowych elektrowni jądrowych do 2020 roku – 53 w samych Chinach, 35 w USA. Kolejne miejsca zajmują Korea Południowa i Rosja. W Europie liderem jest Wielka Brytania (8 zaplanowanych nowych obiektów), a następne kraje na liście to: Szwajcaria, Finlandia, Rumunia i Litwa. Z kolei Francja, chcąca uszczęśliwić świat elektrowniami jądrowymi, planuje u siebie budowę tylko jednego nowego obiektu. Większość państw europejskich nie ma konkretnych planów atomowych.

W rzeczywistości liczba elektrowni jądrowych stale spada. Obecnie na świecie eksploatowanych jest 436 reaktorów. W ciągu najbliższych 15–20 lat liczba starych obiektów, które zostaną wyłączone z eksploatacji, przekroczy liczbę nowych, które zostaną do sieci przyłączone. Nie wszystkie deklarowane projekty zostaną też zrealizowane. Rosnący stopień otwierania rynków energii na swobodną konkurencję oznacza malejące szanse energii jądrowej na tych rynkach.

Niebotyczny poziom osiągają koszty nowych obiektów. Koszt budowy nowej elektrowni atomowej w fińskim Olkiluoto wzrósł w trakcie budowy z 3 do 5,4 miliardów euro, chociaż nie zrealizowano jeszcze nawet stanu surowego. Do tego dochodzą nierozwiązane problemy finalnego składowania odpadów oraz duża podatność technologii atomowej na awarie. Żadne zarządzane zgodnie z zasadami rynku prywatne przedsiębiorstwo energetyczne nie zaryzykuje dziś budowy nowej elektrowni jądrowej bez państwowych subwencji i gwarancji. Charakterystyczne jest to, że nowe elektrownie jądrowe buduje się przede wszystkim w krajach, w których państwo i energetyka są połączone nieszczęsnym przymierzem.

Energetyka atomowa była i nadal jest w dużym stopniu dotowana ze środków publicznych. Szacuje się, że w Niemczech poziom dotychczasowych dotacji to rząd wielkości 100 miliardów euro. Miliardowe rezerwy na zagospodarowanie odpadów jądrowych i rozbiórkę elektrowni to nieopodatkowane środki, z których korzystają koncerny. Natomiast odpowiedzialność cywilna operatorów jest ograniczona do kwoty 2,5 miliarda euro, czyli bardzo niewielkiej części rzeczywistych kosztów nawet niezbyt poważnego wypadku. Po zrobieniu uczciwego rachunku okazuje się, że energia z atomu jest równie droga, co ryzykowna.

Do tych znanych już argumentów przeciwko energetyce jądrowej dochodzą nowe. Po pierwsze, ryzyko związane z rozprzestrzenianiem technologii jądrowej rośnie proporcjonalnie do powstawania nowych elektrowni jądrowych na świecie. Cywilnego wykorzystania tej technologii nie da się przecież oddzielić szczelnym murem od jej wykorzystania do celów militarnych, pomimo starań i kontroli ze strony Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA). Najświeższy przykład to Iran. Jeżeli ktoś nie chce poddać się kontroli, nie można go do tego zmusić. Wraz z rozwojem energetyki jądrowej rośnie konieczność budowy odpowiednich instalacji przerobu oraz reaktorów prędkich powielających, potrzebnych do produkcji paliwa jądrowego. Oznacza to wejście w cykl plutonu i tym samym powstanie ogromnych ilości materiałów rozszczepialnych, które mogą być łatwo użyte do produkcji bomby – taka wizja to prawdziwy horror!

Po drugie, przedłużenie okresów eksploatacji istniejących elektrowni jądrowych – a w jeszcze większym stopniu budowa nowych obiektów – to

istotne opóźnienie rozwoju energetyki korzystającej ze źródeł odnawialnych. Twierdzenie, że energia atomowa i źródła odnawialne uzupełniają się, jest mitem. Konkurują one bowiem ze sobą nie tylko o ograniczony przecież kapitał inwestycyjny i obecność w sieciach energetycznych; ze względu na małą elastyczność eksploatacji (konieczność pracy ciągłej) elektrownie jądrowe ograniczają głównie potencjał rozwoju energetyki wiatrowej. W wietrzne dni, w okresie niskiego zapotrzebowania na energię, już dziś dużą część popytu w Niemczech pokrywa się ze źródeł wiatrowych. Ponieważ ze względów ekonomicznych w elektrowniach jądrowych (a także w dużych elektrowniach węglowych) nie ogranicza się krótkoterminowo wytwarzanej mocy, nadwyżki energii trzeba – ze stratą – eksportować za granicę. W tym szaleństwie jest więc metoda.

Jakkolwiek by nie patrzeć: energetyka jądrowa ani nie ma potencjału, aby wnieść istotny wkład w ochronę klimatu, ani nie jest potrzebna do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw. Nasuwa się wniosek przeciwny: kto chce wspierać rozwój energii ze źródeł odnawialnych i dążyć do docelowej wartości 100% energii z tych źródeł, powinien być przeciwny budowie nowych i przedłużaniu okresów eksploatacji starych elektrowni jądrowych. Energia atomowa nie sprawdza się jako postulowana strategia tymczasowa w okresie wchodzenia w erę wykorzystania energii słonecznej.

I jeszcze uwaga na koniec: Fundacja im. Heinricha Bölla wydaje w 2010 roku całą serię obszernych opracowań na aktualne tematy z zakresu energetyki jądrowej. Polecamy je gorąco wszystkim, którzy poszukują szczegółowych informacji i faktów z tej dziedziny. Informacje można znaleźć na naszej stronie www.boell.de[1].

Berlin, styczeń 2010
Ralf Fücks
Członek zarządu Fundacji im. Heinricha Bölla

1 A także na stronie www.boell.pl (przyp. red.).

NOTA OD AUTORA

Od momentu ukończenia poniższego tekstu w marcu 2010 rozpoczęto budowę kilku nowych oraz zakończono budowę kilku innych elektrowni jądrowych. Poniższa tabela przedstawia siedem elektrowni, których budowa rozpoczęła się pomiędzy marcem i sierpniem 2010. Podjęto na nowo prace także na terenie elektrowni Angra 3 w Brazylii, której budowa pierwotnie rozpoczęła się w 1976 (patrz tabela 3, w której zawarto szczegółowe informacje nt. tego zakładu). Cztery jednostki (patrz tabela 2) zostały ukończone: Rajasthan 6 (Indie), Lingao 3 i Qinshan 2-3 (Chiny) oraz Shin Kori 1 (Korea Płd.). Rezultat netto tych zmian jest taki, że w sierpniu 2010 w budowie jest 59 reaktorów, z których 37 zaczęto realizować po 2005. Z tych 37 reaktorów 23 znajdują się w Chinach, 6 jest w Rosji, 5 w Korei Południowej, 2 w Japonii, a 1 we Francji. Mapa nowych zamówień nadal jest zdominowana przez kilka krajów generalnie korzystających z własnych dostawców oraz stosunkowo starych konstrukcji.

Elektrownie jądrowe, których budowę rozpoczęto pomiędzy marcem i sierpniem 2010

Kraj	Lokalizacja	Typ reaktora	Sprzedawca	Wielkość MW
Chiny	Taishan 2	PWR	Areva	1 700
Chiny	Changjiang 1	PWR	Chiny	1 000
Chiny	Haiyang 2	PWR	Chiny	1 000
Chiny	Fangchenggang 1	PWR	Chiny	1 000
Japonia	Ohma	BWR	Toshiba	1 325
Rosja	Leningrad 2-2	PWR	Rosja	1 080
Rosja	Rostów 4	PWR	Rosja	1 080

Źródło: Baza danych PRIS, http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html

WSTĘP

Poważne wyzwania związane z potrzebą redukcji emisji gazów cieplarnianych – zwłaszcza w sektorze wytwarzania energii elektrycznej – spowodowały odświeżenie zainteresowania budową elektrowni jądrowych. Nowe reaktory mają w pierwszej kolejności zastąpić obecnie eksploatowane i coraz starsze siłownie, a także pokryć rosnący popyt na energię, i wreszcie zastąpić część elektrowni wykorzystujących paliwa kopalne. Reaktory te miałyby być budowane także w krajach, które do tej pory nie korzystały z energii jądrowej. W dłuższej perspektywie wskazuje się, że energetyka jądrowa będzie pokrywać część zapotrzebowania na energię, zaspokajanego obecnie poprzez bezpośrednie wykorzystywanie paliw kopalnych. Przykładowo elektrownie atomowe można byłoby wykorzystywać do produkcji wodoru, który zastąpiłby węglowodorowe paliwa do pojazdów drogowych.

Opinii publicznej – co zrozumiałe – trudno jest ocenić, czy elektrownie jądrowe są rzeczywiście tanim źródłem energii elektrycznej. Prognozowany poziom kosztów nowych obiektów rośnie w zastraszającym tempie. Jak wynika z wyliczeń, w ciągu ostatniej dekady koszty te wzrosły pięciokrotnie i należy oczekiwać, że wraz z unowocześnianiem stosowanych technologii będą rosły nadal. Mimo to rządy krajów takich jak: USA, Wielka Brytania, Niemcy czy Włochy podejmują coraz bardziej zdecydowane działania w celu umożliwienia dalszej eksploatacji istniejących siłowni bądź wspierania zamówień na nowe obiekty – argumentując, że energia jądrowa to najtańszy sposób na przeciwdziałanie zmianom klimatu. Przedsiębiorstwa energetyczne obstają przy jak najdłuższej eksploatacji swoich już istniejących elektrowni, deklarują poparcie dla potrzeby budowania nowych reaktorów, ale nie są zainteresowane inwestowaniem w kolejne obiekty bez gwarancji i subwencji w zakresie kosztów oraz rynków zbytu. Ten oczywisty paradoks można po części stosunkowo łatwo wyjaśnić – wskazując różnice pomiędzy bieżącymi kosztami eksploatacji energetyki jądrowej (które są zwykle stosunkowo niskie) oraz pełnymi kosztami energetyki jądrowej (w tym zwrotem kosztów budowy), które są znacznie wyższe. Gdy elektrownia jądrowa została już zatem zbudowana, kontynuacja jej eksploatacji może być ekonomicznie uzasadniona nawet wtedy, gdy całkowite koszty wytwarzania energii (w tym koszty budowy) są wyższe niż w przypadku rozwiązań alternatywnych. Koszt budowy elektrowni jest kosztem „już poniesionym", którego nie można odzyskać – zaś koszt krańcowy wytworzenia dodatkowej kilowatogodziny może być niski.

Celem niniejszego opracowania jest ustalenie kluczowych parametrów ekonomicznych mających wpływ na koszty energii jądrowej oraz analiza czynników warunkujących te parametry. Okazuje się, że bez dotacji i gwarancji (przerzucanych na użytkowników energii i podatników) nowe elektrownie atomowe nie będą budowane.

© Greenpeace / Jesse Antfila

1. Światowy rynek elektrowni jądrowych: złożone zamówienia i perspektywy

W ciągu ostatnich dziesięciu lat coraz częściej słyszy się o „renesansie energetyki jądrowej", związanym z dwoma czynnikami. Po pierwsze, nowa generacja reaktorów (tzw. generacja III+) ma być tańsza, łatwiejsza w budowie, bezpieczniejsza i produkować mniej odpadów (patrz załącznik 1 – opis konstrukcji reaktorów generacji III+). Po drugie, nowe zamówienia miałyby być składane nie tylko tam, gdzie do tej pory nie było to problematyczne (we Francji, Indiach czy Korei Płd.), lecz także w takich krajach – jak USA, Wielka Brytania, Włochy czy Niemcy – które zdawały się odchodzić już od energetyki jądrowej. Stany Zjednoczone i Wielka Brytania mają szczególne znaczenie dla branży jądrowej – i to z kilku powodów:

- Programy angielskie i amerykańskie rokują najkrótsze perspektywy złożenia zamówień na generację III+ wśród wszystkich programów w Europie (poza Finlandią i Francją) oraz Ameryce Północnej;
- Wielka Brytania oraz Stany Zjednoczone są postrzegane jako pionierzy energetyki jądrowej. Nowe zamówienia z ich strony wiązałyby się więc z dodatkowym prestiżem;
- Dotychczasowe doświadczenia w zakresie ekonomiki energetyki jądrowej w obu wspomnianych krajach były tak złe, że jeszcze dziesięć lat temu nowe zamówienia wydawały się mało prawdopodobne. Ożywienie tych rynków byłoby szczególnym osiągnięciem.

Lista zamówionych ostatnio elektrowni (tabele 2, 3 i 4) sugeruje, że co prawda mówi się sporo o „renesansie" energetyki jądrowej, ale jest on bardzo ograniczony geograficznie. W styczniu 2010 roku status „w budowie" miało 55 elektrowni o łącznej mocy 51 GW, w porównaniu z 443 działającymi obiektami o łącznej mocy 375 GW (tabela 1). Spośród 32 reaktorów, których budowę rozpoczęto po 2005 roku, wszystkie z wyjątkiem dwóch (jednego we Francji i jednego w Japonii) powstają w Chinach (20), Korei Południowej (6) i Rosji (4) (patrz tabela 2). Poza pięcioma z nich (wszystkie dotyczą inwestycji w Chinach) całą resztę instalacji dostarczają podmioty krajowe. Działający w Europie zachodni producenci – Westinghouse i Areva NP – pozyskali tylko dwa zamówienia spoza Chin: oba to projekty Arevy, czyli Olkiluoto w Finlandii i Flamanville we Francji. Te siedem zamówień oraz cztery obiekty zamówione w grudniu 2009 roku przez Zjednoczone Emiraty Arabskie w Korei Południowej to wszystkie zakontraktowane reaktory generacji III/III+ na całym świecie.

Lista zamówionych ostatnio elektrowni sugeruje, że co prawda mówi się sporo o „renesansie" energetyki jądrowej, ale jest on bardzo ograniczony geograficznie.

Po odliczeniu Chin portfel zamówień na nowe elektrownie jądrowe wyglądałby zatem znacznie gorzej. Większość chińskich projektów realizują rodzime firmy w oparciu o francuską konstrukcję, zamówioną w 1980 roku dla elektrowni Daya Bay. Okaże się dopiero, czy Chiny dysponują wystarczającymi zasobami wykwalifikowanych pracowników i środków finansowych, pozwalających na utrzymanie tempa inwestycji z lat 2008–2009, gdy rozpoczęto pracę nad 15 nowymi obiektami. Mając na uwadze konieczność ostrożnego dysponowania ograniczonymi zasobami kapitałowymi, można przewidywać, że Chiny najprawdopodobniej będą w dalszym ciągu zamawiały niewielką liczbę elektrowni na rynku międzynarodowym (znacznie mniejszą, niż prognozują chiński rząd oraz tamtejsza branża jądrowa) i jednocześnie będą podejmowały próby budowy własnego potencjału w dziedzinie produkcji siłowni atomowych. Konstrukcje oferowane obecnie przez Chiny są zbyt przestarzałe, żeby odegrać istotną rolę na Zachodzie.

Mając na uwadze konieczność ostrożnego dysponowania ograniczonymi zasobami kapitałowymi, można przewidywać, że Chiny najprawdopodobniej będą w dalszym ciągu zamawiały niewielką liczbę elektrowni na rynku międzynarodowym (znacznie mniejszą, niż prognozują chiński rząd oraz tamtejsza branża jądrowa) i jednocześnie będą podejmowały próby budowy własnego potencjału w dziedzinie produkcji siłowni atomowych.

Rosja – podobnie jak Chiny – ma bardzo ambitne plany rozbudowy energetyki jądrowej. W 2008 roku planowała budowę 26 nowych reaktorów (o łącznej mocy ok. 30 GW) do 2025 roku, jednak już w 2009 roku docelowy termin został przesunięty na 2030 rok[2]. Cztery obiekty, przy których prace rozpoczęto w latach 80. XX wieku, mają nadal status „w budowie" i są wykazywane jako prawie gotowe, ale sytuacja ta trwa już dziesięć lub więcej lat (patrz tabela 3). Gdyby istniała pilna potrzeba podłączenia do sieci mocy z nowych siłowni oraz gdyby było zapewnione finansowanie, obiekty te niewątpliwie zostałyby już ukończone. Trudno jest uzyskać z Rosji wiarygodne informacje o stanie zaawansowania budowy elektrowni jądrowych – może więc okazać się, że budowa wspomnianych obiektów nie jest obecnie kontynuowana. Szczególne wątpliwości dotyczą Kurska 5, którego podłączenie do sieci może wzbudzić wiele kontrowersji, ponieważ wykorzystuje on taką samą technologię jak elektrownia w Czarnobylu.

Tabela 1: Moc działających i budowanych elektrowni jądrowych: stan na styczeń 2010

	Elektrownie działające: moc w MW (liczba reaktorów)	Elektrownie w budowie: moc w MW (liczba reaktorów)	% energii elektrycznej z elektrowni jądrowych (2008)	Technologie[3]	Dostawcy
Argentyna	935 (2)	692 (1)	6	HWR	Siemens AECL
Armenia	376 (1)	-	39	WWER	Rosja
Belgia	5 863 (7)	-	54	PWR	Framatome
Brazylia	1 766 (2)	-	3	PWR	Westinghouse Siemens
Bułgaria	1 966 (2)	1 906 (2)	33	WWER	Rosja
Kanada	12 577 (18)	-	15	HWR	AECL
Chiny	8 438 (11)	19 920 (20)	2	PWR, HWR, WWER	Framatome, AECL, Chiny, Rosja
Tajwan	4 949 (6)	2 600 (2)	20	PWR, BWR	GE, Framatome
Czechy	3 678 (6)	-	32	WWER	Rosja

2 *Russia Stretches Out Schedule for New Reactor Construction*, „Nucleonics Week", 26 marca 2009.
3 Patrz załącznik 1 – przegląd stosowanych technologii.

	Elektrownie działające: moc w MW (liczba reaktorów)	Elektrownie w budowie: moc w MW (liczba reaktorów)	% energii elektrycznej z elektrowni jądrowych (2008)	Technologie	Dostawcy
Finlandia	2 696 (4)	1 600 (1)	30	WWER, BWR, PWR	Rosja, Asea, Westinghouse
Francja	63 260 (59)	1 700 (1)	76	PWR	Framatome
Niemcy	20 470 (17)	-	28	PWR, BWR	Siemens
Węgry	1 755 (4)	-	37	WWER	Rosja
Indie	3 984 (18)	2 708 (5)	2	HWR, FBR, WWER	AECL, Indie, Rosja
Iran	-	915 (1)		WWER	Rosja
Japonia	46 823 (53)	1 325 (1)	25	BWR, PWR	Hitachi, Toshiba, Mitsubishi
Korea Płd.	17 647 (20)	6 520 (6)	36	PWR, HWR	Westinghouse, AECL, Korea Płd.
Meksyk	1 300 (2)	-	4	BWR	GE
Holandia	482 (1)	-	4	PWR	Siemens
Pakistan	425 (2)	300 (1)	2	HWR, PWR	Kanada, Chiny
Rumunia	1 300 (2)		18	HWR	AECL
Rosja	21 743 (31)	6 894 (9)	17	WWER, RBMK	Rosja
Słowacja	1 711 (4)	810 (2)	56	WWER	Rosja
Słowenia	666 (1)	-	42	PWR	Westinghouse
RPA	1 800 (2)	-	5	PWR	Framatome
Hiszpania	7 450 (8)	-	18	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
Szwecja	8 958 (10)	-	42	PWR, BWR	Westinghouse, Asea
Szwajcaria	3 238 (5)	-	39	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
Ukraina	13 107 (15)	1 900 (2)	47	WWER	Rosja
W. Brytania	10 097 (19)	-	13	GCR, PWR	W.Bryt., Westinghouse
USA	100 683 (104)	1 165 (1)	20	PWR, BWR	Westinghouse, B&W, CE, GE
Świat ogółem	375 136 (443)	50 955 (55)			

Źródło: MAEA, http://www.iaea.or.at/programmes/a2/

Indie zamówiły kilka elektrowni od dostawców z Zachodu w latach 60. i 70. ubiegłego wieku, ale test broni jądrowej przeprowadzony w 1975 roku – przy użyciu materiału wyprodukowanego w kanadyjskim reaktorze badawczym – spowodował zerwanie wszelkich kontaktów przez zachodnich partnerów. Indie kontynuowały budowę elektrowni jądrowych z wykorzystaniem projektu kanadyjskiego, pochodzącego z lat 60. XX wieku. Projekt ten ma słabe notowania w zakresie niezawodności, a budowa elektrowni zajmuje zwykle znacznie więcej czasu niż się przewiduje, więc daty zakończenia projektów (zapisane w tabeli 2) powinny być traktowane ostrożnie. Stany Zjednoczone także zerwały współpracę z Indiami w 1998 roku (po kolejnych testach broni jądrowej), ale w 2005 roku oba kraje wynegocjowały porozumienie w kwestii współpracy technologicznej w zakresie cywilnej energetyki atomowej. W 2005 roku sprzedaż materiałów jądrowych do Indii wznowiła także Kanada. Od tamtego czasu różne firmy – rosyjski Rosatom (do 4 reaktorów WWER 1200), Westinghouse (do 8 reaktorów AP 1100), Areva (do 6 reaktorów typu EPR) oraz GE-Hitachi (do 8 reaktorów typu ABWR) – twierdzą, że będą dostarczać elektrownie atomowe do Indii, ale nie otrzymały ani jednego potwierdzonego zamówienia. Rodzimy indyjski sektor jądrowy zamierza zbudować liczne nowe elektrownie w oparciu o zróżnicowane technologie, m.in. reaktory prędkie, ciężkowodne i torowe. Celem rządu Indii jest przyłączenie do sieci 63 tys. MW nowych mocy wytwórczych z siłowni jądrowych do 2032 roku. Jeżeli uwzględnić historię indyjskiego programu jądrowego, już choćby zbliżenie się do tej wartości byłoby wielką niespodzianką.

Tabela 2: Elektrownie jądrowe w budowie, zamówione od 1999 roku

Kraj	Obiekt	Typ reaktora	Dostawca	Moc w MW	Rozpoczęcie budowy	Zaawansowanie prac (%)	Przewidywany rozruch
Chiny	Fangjiashan 1	PWR	Chiny	1 000	2008	0	-
Chiny	Fangjiashan 2	PWR	Chiny	1 000	2009	0	-
Chiny	Fuqing 1	PWR	Chiny	1 000	2008	0	-
Chiny	Fuqing 2	PWR	Chiny	1 000	2009	0	-
Chiny	Haiyang 1	PWR	Chiny	1 000	2009	0	-
Chiny	Hongyanhe 1	PWR	Chiny	1 000	2007	20	-
Chiny	Hongyanhe 2	PWR	Chiny	1 000	2008	0	-
Chiny	Hongyanhe 3	PWR	Chiny	1 000	2009	0	-
Chiny	Hongyanhe 4	PWR	Chiny	1 000	2009	0	-
Chiny	Lingao 3	PWR	Chiny	1 000	2005	60	2010
Chiny	Lingao 4	PWR	Chiny	1 000	2006	50	2010
Chiny	Ningde 1	PWR	Chiny	1 000	2008	10	-
Chiny	Ningde 2	PWR	Chiny	1 000	2008	5	-
Chiny	Ningde 3	PWR	Chiny	1 000	2010	5	-
Chiny	Qinshan 2-3	PWR	Chiny	610	2006	50	2010
Chiny	Qinshan 2-4	PWR	Chiny	610	2007	50	2011
Chiny	Sanmen 1	PWR	W'house	1 000	2009	10	-
Chiny	Sanmen 2	PWR	W'house	1 000	2009	10	-
Chiny	Taishan 1	PWR	Areva	1 700	2009	0	-
Chiny	Yangjiang 1	PWR	W'house	1 000	2009	10	-
Chiny	Yangjiang 2	PWR	W'house	1 000	2009	0	-
Tajwan	Lungmen 1	ABWR	GE	1 300	1999	57	2011

Kraj	Obiekt	Typ reaktora	Dostawca	Moc w MW	Rozpoczęcie budowy	Zaawansowanie prac (%)	Przewidywany rozruch
Tajwan	Lungmen 2	ABWR	GE	1 300	1999	57	2012
Finlandia	Olkiluoto 3	EPR	Areva	1 600	2005	40	2012
Francja	Flamanville 3	EPR	Areva	1 700	2007	25	2012
Indie	Kaiga 4	CANDU	Indie	202	2002	97	2010
Indie	Kudankulam 1	WWER	Rosja	917	2002	90	2011
Indie	Kudankulam 2	WWER	Rosja	917	2002	79	2011
Indie	PFBR	FBR	Indie	470	2005	37	-
Indie	Radżastan 6	CANDU	Indie	202	2003	92	2010
Japonia	Shimane 3	BWR	Toshiba	1 325	2007	57	2011
Korea Płd.	Shin Kori 1	PWR	Korea Płd.	960	2006	77	2010
Korea Płd.	Shin Kori 2	PWR	Korea Płd.	960	2007	77	2011
Korea Płd.	Shin Kori 3	PWR	Korea Płd.	1 340	2008	29	2013
Korea Płd.	Shin Kori 4	PWR	Korea Płd.	1 340	2009	29	2014
Korea Płd.	Shin Wolsong 1	PWR	Korea Płd.	960	2007	49	2011
Korea Płd.	Shin Wolsong 2	PWR	Korea Płd.	960	2008	49	2012
Pakistan	Chasnupp 2	PWR	Chiny	300	2005	25	2011
Rosja	Biełojarski 4	FBR	Rosja	750	2006	12	-
Rosja	Leningrad 2-1	WWER	Rosja	1 085	2008	0	-
Rosja	Nowoworoneż 2-1	WWER	Rosja	1 085	2008	5	-
Rosja	Nowoworoneż 2-2	WWER	Rosja	1 085	2009	0	-
RAZEM				40 778			

Źródła: Baza danych PRIS, http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html; „Nuclear News", lista elektrowni jądrowych na świecie

Uwaga: W tabeli wykazano tylko obiekty o mocy powyżej 100 MW. Stan zaawansowania prac wg „Nuclear News" z marca 2009.

Korea Południowa kontynuowała w ciągu ostatnich dwudziestu lat składanie zamówień na elektrownie jądrowe (pięć zamówień przez ostatnie cztery lata) i pokrywa obecnie ze źródeł jądrowych ok. 36% swojego zapotrzebowania na energię elektryczną (patrz tabela 1). Sześć nowo zamówionych obiektów może podnieść ten poziom do ok. 50%, co sprawi, że na krajowym rynku nie będzie już zbyt wiele miejsca dla nowych zleceń. Jest to zapewne jeden z powodów, dla których podjęto decyzję o rozwinięciu eksportu i uczestnictwie w wygranym (podobno zaoferowano niską cenę) przetargu na obiekty dla Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

Japonia jest kolejnym krajem, który konsekwentnie przewiduje istotny wzrost mocy z elektrowni jądrowych, co jednak nie znajduje następnie odzwierciedlenia w rzeczywiście składanych zamówieniach. Japońskie firmy dostarczają elektrownie wykorzystujące technologię na licencji firm Westinghouse i General Electric (GE). Procedura uzyskania zgody na lokalizację elektrowni jądrowej w Japonii może trwać nawet do dwudziestu lat. Jeżeli natomiast budowa zostanie już rozpoczęta, jej zakończenie jest zazwyczaj szybkie (przeciętny czas to cztery lata) i zgodne z planem. W elektrowniach jądrowych w Japonii miała miejsce cała seria wypadków, z którymi często niewłaściwie się obchodzono,

co doprowadziło do wzrostu zaniepokojenia opinii publicznej. Znalezienie lokalizacji dla kolejnych elektrowni będzie więc prawdopodobnie trudne. Według stanu z początku 2010 roku (patrz tabela 2) tylko jedna elektrownia miała w Japonii status „w budowie" – na japońskim rynku nie należy się zatem raczej spodziewać istotnej liczby zamówień.

W tabeli 3 widzimy zestawienie 17 nieukończonych obiektów, których budowę rozpoczęto przed 1990 rokiem. Obiekty te zostaną może kiedyś jeszcze podłączone do sieci, ale nie oznacza to, że prowadzi się tam obecnie jakiekolwiek prace. Podawany stopień zaawansowania może wprowadzać w błąd: jeżeli wynosi poniżej 33%, prawdopodobnie oznacza to tylko przygotowanie lokalizacji, a nie faktyczną budowę reaktorów. Ponadto przewidywane na 2004 rok terminy ukończenia na Tajwanie zamówionych w 1996 roku instalacji uległy przesunięciu o osiem lat. Szczególnie ciekawym przypadkiem jest reaktor Watts Bar w stanie Tennessee (USA). Budowę tego reaktora (oraz bliźniaczej konstrukcji) rozpoczęto w 1973 roku, a następnie wielokrotnie przerywano, co doprowadziło do olbrzymich opóźnień. Pierwszy reaktor ukończono w 1996 roku – koszty osiągnęły ostatecznie poziom ponad 6 mld USD[4] – natomiast prace nad drugim wstrzymano w 1985 roku, po osiągnięciu 90-procentowego stopnia zaawansowania robót[5]. Budowę wznowiono w 2007 roku – według ówczesnych szacunków reaktor ma być gotowy do 2013 roku i kosztować 2,5 mld USD.

W 2009 roku Tennessee Valley Authority (przedsiębiorstwo będące właścicielem Watts Bar) zaczęło także badać możliwości wznowienia budowy swoich dwóch reaktorów w Bellefonte w stanie Alabama (USA). Budowę tę rozpoczęto w 1974 roku, a wstrzymano w połowie lat 80.[6] – po osiągnięciu odpowiednio ponad 90-procentowego zaawansowania prac w przypadku pierwszego reaktora i 60-procentowego w przypadku drugiego. Kończenie w obecnych czasach budowy konstrukcji (takich jak Bellefonte i Watts Bar), opracowanych ok. 40 lat temu, wywołuje wiele wątpliwości, jako że najprawdopodobniej obecnie projekty te nie uzyskałyby licencji na użytkowanie od amerykańskich podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo jądrowe.

Kończenie w obecnych czasach budowy konstrukcji (takich jak Bellefonte i Watts Bar), opracowanych ok. 40 lat temu, wywołuje wiele wątpliwości, jako że najprawdopodobniej obecnie projekty te nie uzyskałyby licencji na użytkowanie od amerykańskich podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo jądrowe.

4 *Tennessee: Estimates Rise for Nuclear Plant*, „Chattanooga Times", rozdział A1, 12 grudnia 2008.
5 http://www.tva.gov/environment/reports/wattsbar2/seis.pdf.
6 http://web.knoxnews.com/pdf/082708bellefonte-reinstatement.pdf.

Tabela 3: Elektrownie jądrowe, których budowę rozpoczęto przed 1990 rokiem

Kraj	Obiekt	Technologia	Dostawca	Moc w MW netto	Początek budowy	Stopień zaawanso-wania w %	Spodziewany rozruch
Argentyna	Atucha 2	HWR	Siemens	692	1981	87	2010
Brazylia	Angra 3*	PWR	Siemens	1 275	1976	10	
Bułgaria	Belene 1*	WWER	Rosja	953	1987	0	
Bułgaria	Belene 2*	WWER	Rosja	953	1987	0	
Iran	Buszer	WWER	Rosja	915	1975	99	2010
Rumunia	Cernavodă 3*	CANDU	AECL	655	1983	23	
Rumunia	Cernavodă 4*	CANDU	AECL	655	1983	12	
Rumunia	Cernavodă 5*	CANDU	AECL	655	1983	8	
Rosja	Bałakowo 5*	WWER	Rosja	950	1986	Wysoki	
Rosja	Kalinin 4	WWER	Rosja	950	1986	Wysoki	
Rosja	Kursk 5*	RBMK	Rosja	925	1985	Wysoki	
Rosja	Wołgodońsk 2	WWER	Rosja	950	1983	Wysoki	2010
Słowacja	Mochovce 3	WWER	Rosja	405	1983	40	
Słowacja	Mochovce 4	WWER	Rosja	405	1983	30	
Ukraina	Chmielnicki 3	WWER	Rosja	950	1986	30	2015
Ukraina	Chmielnicki 4	WWER	Rosja	950	1987	15	2016
USA	Watts Bar 2	PWR	W'house	1 165	1972	70	2012
RAZEM				14 403			

Źródła: Baza danych PRIS, http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html; „Nuclear News", lista elektrowni jądrowych na świecie

Uwaga: W przypadku reaktorów oznaczonych * prace zostały wstrzymane.

Tabela 4: Złożone zamówienia na elektrownie jądrowe, których budowy nie podjęto do 1 stycznia 2010

Kraj	Obiekt	Technologia	Dostawca	Moc netto [MW]	Data zamówienia
Chiny	Taishan 2	EPR	Areva	1 700	2008
ZEA	Nieznany	AP 1400	Korea Płd.	4 x 1 400	2009

Źródło: Różne doniesienia prasowe

© Fotolia

2. Kluczowe czynniki ekonomiki energetyki jądrowej

Istnieje kilka istotnych czynników wpływających na koszt energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni jądrowej (patrz tabela 5). Niektóre z tych czynników są intuicyjnie jasne, inne zaś mniej oczywiste. Francuski dostawca instalacji jądrowych Areva NP szacuje[7], że 70% kosztów każdej kilowatogodziny energii jądrowej stanowią koszty „stałe" związane z budową obiektu, 20% – „stałe" koszty eksploatacji, zaś 10% – „zmienne" koszty eksploatacji. Główne koszty stałe związane z budową to koszty spłaty zaciągniętych kredytów (odsetek i kapitału), ale też koszty likwidacji elektrowni. Koszt jednej kilowatogodziny zależy także od niezawodności pracy elektrowni: im wyższa ta niezawodność, tym więcej da się wyprodukować jednostek energii, na których wyższą liczbę można rozłożyć koszty stałe. Główne koszty bieżące to w dużym stopniu koszty eksploatacji, utrzymania i napraw, a w mniejszym - koszty paliwa.

Tabela 5: Ekonomika energetyki jądrowej – składniki kosztów (na podstawie szacunków Areva NP)

Udział	Opis
70%	Stałe koszty budowy: odsetki od kredytów/spłata kapitału
20%	Stałe koszty eksploatacji (koszt/kWh): zależne od niezawodności elektrowni (np. współczynnika wykorzystania mocy)
10%	Zmienne koszty bieżące: eksploatacji, utrzymania, napraw i paliwa
Koszty nieuwzględnione	Likwidacja, usuwanie odpadów i zarządzanie nimi, ryzyko stopienia rdzenia, szkody środowiskowe i osobowe

7 http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader= application%252Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1246874807296&filename=Overview_June_2009%252C0.pdf.

Zanim koszty te zostaną szczegółowo przeanalizowane, warto wspomnieć o różniących się od siebie zasadniczo interesach komercyjnych podmiotów energetycznych i społeczeństw. Olbrzymie koszty, które trzeba będzie ponieść dopiero w dalekiej przyszłości, tylko w niewielkim stopniu wpływają na decyzje komercyjne, ponieważ koszty takie są „dyskontowane" (patrz załącznik 3). Oznacza to, że przyszłe koszty składowania odpadów i koszty likwidacji obiektów (niemożliwe obecnie do dokładnego oszacowania) niezbyt interesują wspomniane przedsiębiorstwa. Z moralnego punktu widzenia obecne pokolenie powinno być wyjątkowo ostrożne, zostawiając przyszłym pokoleniom taki drogi i potencjalnie niebezpieczny „spadek", w sytuacji gdy nie istnieje możliwość zagwarantowania, iż obecne pokolenie dostarczy odpowiednich środków finansowych na zarządzanie tym „dziedzictwem", a samo nie musi ponosić związanych z nim ryzyk. Podobnie niewielki wpływ na decyzje biznesowe ma również odpowiedzialność za ryzyko wypadków, z której przedsiębiorstwa są zwalniane na mocy międzynarodowych umów, przenoszących to ryzyko na podatników.

Olbrzymie koszty, które trzeba będzie ponieść dopiero w dalekiej przyszłości, tylko w niewielkim stopniu wpływają na decyzje komercyjne, ponieważ koszty takie są „dyskontowane". Oznacza to, że przyszłe koszty składowania odpadów i koszty likwidacji obiektów (niemożliwe obecnie do dokładnego oszacowania) niezbyt interesują wspomniane przedsiębiorstwa.

2.1. Koszty i czas budowy

To koszty budowy stanowią najczęściej przedmiot dyskusji, chociaż inne parametry – takie jak koszt kapitału czy współczynnik obciążenia – mają porównywalny wpływ na koszt każdej kilowatogodziny. Aby umożliwić porównania, przedsiębiorstwa podają zwykle bieżące koszty inwestycji liczone bez oprocentowania (tzw. *overnight costs*, OVN), które – podobnie jak koszty obiektu – obejmują także koszty pierwszego załadunku paliwa, ale nie uwzględniają odsetek od zaciągniętych kredytów. Te odsetki określa się mianem „kosztów kapitału ponoszonych przez inwestora w trakcie budowy" (*interest during construction*, IDC). W celu umożliwienia porównań między reaktorami o różnej mocy koszty podaje się także często w przeliczeniu na jeden kilowat mocy zainstalowanej. W przypadku zatem elektrowni kosztującej 2,4 mld USD, o mocy 1 200 MW, koszt ten wyniósłby 2 000 USD/kW. Istnieje kilka czynników, które powodują, że wokół prognoz kosztów budowy jest tak wiele kontrowersji.

2.1.1. Niska wiarygodność danych

Wiele prezentowanych prognoz kosztów budowy powinno być traktowanych z dużą dozą sceptycyzmu. Najbardziej wiarygodnym wskaźnikiem przyszłych kosztów okazywał się zwykle poziom rzeczywistych kosztów z przeszłości[8]. Jednak od większości przedsiębiorstw energetycznych nie wymaga się publikowania prawidłowo audytowanych kosztów budowy – firmy te mają więc niewielką motywację do przedstawiania swoich wyników inaczej niż w dobrym świetle. Od amerykańskich przedsiębiorstw wymagano publikowania wiarygodnej księgowości kosztów budowy elektrowni jądrowych – wyliczenia były przeznaczone dla działającego na rynku energetycznym podmiotu regulacyjnego (który zezwalał na obciążanie konsumentów kosztami tylko wtedy, gdy były one właściwie audytowane), tak więc dane dotyczące historii kosztów w USA są wiarygodne. Koszt brytyjskiej elektrowni Sizewell B jest także w dużym stopniu dobrze udokumentowany, ponieważ przedsiębiorstwo budujące ten obiekt prowadziło niewiele innych działań biznesowych, w których koszty budowy mogły zostać „ukryte".

Kolejna opcja to analiza ceny podawanej w przetargach. Chociaż rzeczywista cena elektrowni jądrowej jest zasadniczo wyższa (często

8 Prognozy dotyczące kosztów okazywały się prawie zawsze zbyt optymistyczne, gdyż opierały się na błędnych oczekiwaniach związanych z krzywą doświadczenia, ekonomią skali i wpływem postępu technicznego, które nie znajdowały potem odzwierciedlenia w rzeczywistych kosztach.

znacznie) od ceny zakontraktowanej, sprzedawca powinien przynajmniej spróbować odpowiednio wycenić całe zamówienie. Jeżeli zamówienie ma być naprawdę realizowane „pod klucz" – tzn. gdy obowiązuje zakontraktowana cena, którą klient płaci niezależnie od późniejszych rzeczywistych kosztów – dostawca jest żywotnie zainteresowany tym, żeby jego cena ofertowa była jak najdokładniejsza.

Warunki „pod klucz" są możliwe tylko wtedy, gdy sprzedający jest pewien, że może kontrolować wszystkie aspekty wpływające na wysokość całkowitych kosztów budowy. Obecna generacja elektrowni gazowych, z turbinami gazowymi pracującymi w cyklu skojarzonym (*Combined Cycle Gas Turbine*, CCGT), jest często sprzedawana „pod klucz", gdyż są one zwykle prefabrykowane w zakładach znajdujących się pod nadzorem sprzedającego, co sprawia, że wymaganych jest stosunkowo niewiele robót na placu budowy. W połowie lat 60. XX wieku czterej główni producenci elektrowni jądrowych w Stanach Zjednoczonych sprzedali w sumie dwanaście obiektów w systemie „pod klucz", ale stracili ogromne sumy pieniędzy z powodu braku możliwości kontrolowania kosztów. Od tamtego czasu jest mało prawdopodobne, że jakikolwiek sprzedający zaryzykuje oferowanie całych elektrowni atomowych na warunkach „pod klucz". Zauważmy, że poszczególne elementy wyposażenia mogą być kupowane w systemie „pod klucz", ale każda cena całej elektrowni jądrowej – podawana jako cena „pod klucz" – powinna być traktowana bardzo sceptycznie. Zamówienie dla Olkiluoto opisuje się zazwyczaj jako projekt „pod klucz" i wymienia firmę Areva jako podmiot odpowiedzialny za zarządzanie budową. Jak jednak opisano to w rozdziale 3.1, Areva spierała się z klientem, Teollisuuden Voima Oyj (TVO), w kwestii warunków kontraktu, a zwłaszcza tego, która ze stron ma pokryć ewentualny wzrost kosztów. Niektórzy dostawcy instalacji używają terminu „pod klucz" w sposób dość dowolny – czasem znaczy on tylko tyle, że kontrakt obejmuje cały obiekt.

Podawane przez dostawców ceny orientacyjne trzeba także traktować ostrożnie. GE-Hitachi (GEH) przyznało, że sprzedający nie zachowywali wystarczającej staranności przy kalkulacji cen nietransakcyjnych oraz że nadmiernie optymistyczne szacunki wywoływały efekt przeciwny do zamierzonego. Prezes i dyrektor generalny koncernu GEH Jack Fuller powiedział: „Jeżeli koszty projektów budowy reaktorów są znacznie wyższe, niż zaplanowano, obniża to poziom zaufania opinii publicznej do całego sektora"[9].

Ceny podawane przez instytucje żywotnie zainteresowane technologią jądrową (ale pozbawione wpływu na ustalanie tych cen) – jak Światowe Stowarzyszenie Nuklearne (World Nuclear Association, WNA) i jego odpowiedniki w poszczególnych krajach – trzeba oczywiście traktować sceptycznie. Do cen podawanych przez agencje międzynarodowe, takie jak Agencja Energii Jądrowej (Nuclear Energy Agency, NEA) przy OECD, także należy podchodzić ostrożnie, szczególnie wtedy, gdy dane bazują raczej na kosztach orientacyjnych niż wielkościach rzeczywistych. Informacji na temat kosztów dostarczają zwykle rządy, które mogą mieć swoje powody, aby prezentować energetykę jądrową w pozytywnym świetle, oraz które nie opierają podawanych liczb na rzeczywiście zebranych doświadczeniach.

Dotychczasowe wstępne prognozy kosztów budowy były z reguły niedokładne i zwykle bardzo poważnie niedoszacowane. W przeciwieństwie do doświadczeń z większością innych technologii - gdzie działały efekty tzw. krzywej doświadczenia, ekonomii skali oraz rozwoju technologicznego, powodując ograniczenie kosztów kolejnych generacji danej technologii – rzeczywiste koszty budowy elektrowni jądrowych nie spadły i z upływem czasu wykazują tendencję wzrostową. Istnieją także pewne nieuniknione różnice w poszczególnych krajach, dotyczące lokalnych kosztów pracy oraz kosztów materiałów budowlanych, takich jak stal czy beton.

2.1.2. Trudności w zakresie prognozowania

Istnieje wiele czynników, które powodują, że prognozowanie kosztów budowy jest trudne.

9 *GEH: Cost Estimates Did Industry a 'Disservice'*, „Nucleonics Week", 17 września 2009.

Po pierwsze, wszystkie elektrownie jądrowe oferowane obecnie na rynku wymagają dużego zakresu prac inżynierskich na placu budowy. Koszt tych prac może stanowić około 60% całkowitych kosztów budowy, podczas gdy podstawowe elementy wyposażenia – jak turbina generatora, wytwornica pary oraz zbiornik reaktora – to stosunkowo niewielka część łącznych wydatków[10]. Wielkie projekty, związane z szeroko zakrojonymi pracami inżynierskimi na budowie, są zwykle trudne pod względem zarządzania i kontroli kosztów. Na przykład w Wielkiej Brytanii koszty tunelu pod kanałem La Manche i zapory przeciwpowodziowej na Tamizie osiągnęły poziom znacznie wyższy od początkowo planowanego. Niektóre reaktory generacji IV są tak projektowane, aby były budowane głównie z elementów prefabrykowanych – oczekuje się, że w takich warunkach będzie znacznie łatwiej kontrolować koszty.

Po drugie, istnieją także uwarunkowania lokalne konkretnych elektrowni – np. metody chłodzenia – mogące istotnie wpływać na zróżnicowanie kosztów. Jak stwierdził dyrektor generalny koncernu GEH Fuller, problem z takimi [ogólnymi] kalkulacjami polega na tym, że nie jest jasne, „co obejmują podane liczby (...). Czy uwzględnia się w nich paliwo? Czy obiekt będzie chłodzony wodą morską, czy słodką?". Danny Roderick, wiceprezes GEH, odpowiedzialny za projekty elektrowni jądrowych, powiedział: „GEH miało już do czynienia z projektami, których koszty wzrastały o 1 mld USD w zależności od tego, czy elektrownia miała być chłodzona wodą morską, czy słodką"[11].

Po trzecie, koszty rosną w przypadku wprowadzania koniecznych zmian w konstrukcji – na przykład, gdy pierwotny szczegółowy projekt okaże się niewłaściwy, gdy organ dozoru jądrowego odpowiedzialny za bezpieczeństwo zażąda dokonania modyfikacji lub gdy konstrukcja nie jest w pełni dopracowana przed rozpoczęciem budowy. Aby sprostać tym problemom, podmioty budujące elektrownie dążą obecnie do uzyskania pełnej akceptacji ze strony regulatora przed rozpoczęciem budowy – tak jak w przypadku proponowanych w Stanach Zjednoczonych połączonych „pozwoleń na budowę i eksploatację" (*Construction and Operation Licenses*, COL) – oraz wymagają, aby konstrukcje były odpowiednio dopracowane przed rozpoczęciem prac budowlanych. W praktyce sprzedawcy instalacji stwierdzają często na bardzo wczesnym etapie, że projekty są kompletne, jak w przypadku fińskiego Olkiluoto (patrz rozdział 3.1), gdzie po czterech latach prac budowlanych w 2009 roku okazało się jednak, że ostateczny projekt był nadal daleki od ukończenia. Ryzyka związanego ze zmianami w projekcie nie można całkowicie uniknąć, szczególnie w przypadku nowych konstrukcji, przy których nieprzewidziane problemy mogą pojawić się w trakcie budowy lub wobec których uwagi zgłosi organ dozoru. W 2009 roku w Olkiluoto organ ten zgłosił poważne zastrzeżenia do planowanych systemów kontroli i oprzyrządowania. Gdyby nie wprowadzono istotnych zmian, reaktor nie uzyskałby od regulatora zezwolenia na eksploatację (patrz rozdział 3.1).

Doświadczenia zdobywane w działających już obiektach mogą także spowodować potrzebę zmiany projektu po rozpoczęciu budowy. Na przykład poważny wypadek w dowolnej elektrowni jądrowej pociągałby za sobą konieczność dokonania przeglądu wszystkich elektrowni w budowie (oraz wszystkich działających), a istotnych spostrzeżeń nie dałoby się zignorować tylko dlatego, że nastąpiło już wydanie licencji dla istniejących konstrukcji.

2.1.3. Krzywa doświadczenia, ekonomia skali i postęp techniczny

Od większości technologii oczekuje się, że kolejne generacje projektów będą tańsze i lepsze niż poprzednie, ze względu na takie czynniki jak zdobywanie doświadczenia, ekonomię skali oraz rozwój technologiczny. To, jak dalece technologia jądrowa rozwinęła się z upływem czasu, pozostaje kwestią sporną, jasne jest jednak, że nie nastąpiło obniżenie kosztów. Powody takiego sta-

10 W związku z trudnościami w zakresie kontroli kosztów budowy Bank Światowy nie pożycza pieniędzy na projekty jądrowe. Patrz „Environmental Assessment Sourcebook: Volume III - Guidelines for Environmental Assessment of Energy and Industry Projects", World Bank Technical Paper 154, World Bank, Waszyngton, D.C. 1991.

11 *GEH: Cost Estimates*, „Nucleonics Week".

nu rzeczy są złożone i nie do końca zrozumiałe, ale do najczęściej podawanych przyczyn należą zwiększone wymagania dozoru jądrowego (warto zauważyć, że standardów nie podwyższono, natomiast poszerzył się zakres działań, które uznano za konieczne dla spełnienia tych standardów) oraz nierozsądne posunięcia, które miały na celu obniżenie kosztów w przypadku pierwszej generacji reaktorów.

Niewielka liczba zamówień dla obecnych generacji reaktorów, szczególnie tych z właściwie udokumentowanymi kosztami, utrudnia zorientowanie się, czy koszty elektrowni jądrowych już się stabilizują, a tym bardziej czy zaczynają spadać. Jednak „nabieranie doświadczenia" – czyli innymi słowy osiąganie postępu dzięki powtarzaniu – oraz ekonomia skali są procesami biegnącymi dwukierunkowo. W latach 70. XX wieku główni producenci reaktorów otrzymywali do dziesięciu zamówień rocznie. Pozwoliło im to stworzyć wydajne linie produkcyjne najważniejszych części instalacji oraz zorganizować zespoły wykwalifikowanych projektantów i inżynierów. Trudno oszacować, na ile ta związana z liczbą wyprodukowanych reaktorów ekonomia skali zmniejszyła koszty. Raport Agencji Energii Jądrowej OECD z 2000 roku sugeruje, że intuicyjne oczekiwanie, iż efekt ekonomii skali będzie wielki, może się nie potwierdzić. Raport stwierdza:

Zamówienie dwóch jednostek w tym samym czasie i z przerwą w ich budowie wynoszącą co najmniej dwanaście miesięcy da w efekcie zysk na poziomie około 15% dla drugiego bloku. Jeżeli drugi blok jest częścią bliźniaczego zespołu, zysk dla drugiego bloku wyniesie około 20%. Zamówienie dodatkowych jednostek w tej samej serii nie będzie prowadziło do znacznie większych ograniczeń kosztów. Spodziewany efekt standaryzacji dla więcej niż dwóch jednostek identycznego projektu jest na nieistotnie niskim poziomie.[12]

Gdy brytyjska Jednostka ds. Wydajności i Innowacji (Performance and Innovation Unit, PIU) przy Gabinecie Premiera Wielkiej Brytanii analizowała w 2002 roku ekonomikę energetyki jądrowej, prognozy kosztów otrzymała od British Energy (właściciela elektrowni atomowych) oraz BNFL (przedsiębiorstwa sprzedającego instalacje jądrowe). Prognozy te zakładały „znaczny wpływ rosnącego doświadczenia i efektu skali wynikającego ze standaryzacji programu". PIU była sceptyczna co do zakresu wpływu rosnącego doświadczenia – uznając, że możliwe jest wystąpienie efektu uczenia się, lecz jego wpływ będzie raczej ograniczony. PIU stwierdziła:

Tempo i zakres działania efektu uczenia się mogą być jednakże mniejsze dla elektrowni jądrowych niż dla źródeł odnawialnych z kilku powodów:

- ***stosunkowo długi okres wprowadzania instalacji dla energetyki jądrowej na rynek oznacza, że informacja zwrotna z zebranych doświadczeń przepływa wolniej;***
- ***konieczność ponownego wydawania zezwoleń dla projektów jądrowych dodatkowo opóźnia wprowadzanie do nich zmian;***
- ***wpływ ekonomii skali w przypadku produkcji komponentów jest dla elektrowni jądrowych mniejszy, ponieważ serie produkcyjne są znacznie krótsze niż dla energetyki odnawialnej, gdzie można instalować setki, a nawet tysiące takich samych jednostek.***[13]

W ciągu ostatnich 20 lat główni producenci reaktorów otrzymywali bardzo niewiele zamówień. Dawne firmowe linie produkcyjne zamknięto, a wykwalifikowane zespoły zredukowano. Przed chińskim zamówieniem z 2008 roku (na cztery reaktory) Westinghouse otrzymał tylko jedno zamówienie przez 25 lat. Nawet francuski dostawca (Areva) otrzymał swoje pierwsze zamówienie (Olkiluoto w Finlandii) dopiero po około 15-letniej przerwie. W celu realizacji nowych zamówień wielkie elementy konstrukcyjne będzie trzeba przeważnie produkować w ramach umów z wyspecjalizowanymi podwykonawcami w systemie one-off (produkcji nieseryjnej), więc przypuszczalnie drożej w krajach takich jak Japonia, a w

12 Agencja Energii Jądrowej OECD, „Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants", OECD, Paryż 2000, s. 90.
13 Jednostka ds. Wydajności i Innowacji (Performance and Innovation Unit, PIU) „The Energy Review", Gabinet Premiera Zjednoczonego Królestwa (The Cabinet Office), Londyn 2002, s. 195, http://www.strategy.gov.uk/downloads/su/energy/TheEnergyReview.pdf.

przyszłości Chiny[14]. Wiadomo też, że istnieją duże niedobory w zakresie mocy produkcyjnych – na przykład na koniec 2009 roku tylko jedno przedsiębiorstwo na świecie, Japan Steel Works, jest w stanie wyprodukować duże odkuwki do niektórych zbiorników ciśnieniowych reaktorów.

W coraz większym stopniu brakuje też wykwalifikowanej kadry. Raport niemieckiego Ministerstwa Środowiska stwierdza:

Niedobory w zakresie wykwalifikowanej kadry w sektorze jądrowym to znany problem, z którym branża boryka się od dawna. W celu jego przezwyciężenia (i odwrócenia niekorzystnych tendencji) podjęto liczne inicjatywy na szczeblu krajowym i międzynarodowym. Mimo to rezultaty są w dalszym ciągu zdecydowanie niezadowalające z punktu widzenia wszystkich zainteresowanych podmiotów. Liczba odpowiednio przygotowanych absolwentów wyższych uczelni i techników jest niewystarczająca, a wielu absolwentów albo w ogóle nie trafia do sektora, albo szybko go opuszcza. Szkolenia wewnętrzne są w stanie zrekompensować wspomniane braki tylko w niewielkim stopniu, ponieważ branża jądrowa rywalizuje w warunkach ostrej konkurencji z innymi sektorami, także odczuwającymi niedobory w zakresie kadry naukowców, inżynierów i techników.[15]

2.1.4. Czas budowy

Wydłużenie czasu budowy poza przewidywany okres nie zwiększa bezpośrednio kosztów budowy, chociaż wpływa na wzrost kosztów kapitału ponoszonych w trakcie budowy i często jest symptomem problemów takich jak wzrost kosztów projektu, zarządzanie budową czy trudności przy zakupie komponentów, co prowadzi ostatecznie do podniesienia wspomnianych kosztów budowy. Jeżeli jednak mamy do czynienia ze stosunkowo niewielkim podmiotem, dla którego nowy obiekt oznacza istotny przyrost mocy, skutki mogą być bardzo poważne – zwłaszcza jeżeli moc „w budowie" została zakontraktowana z wyprzedzeniem.

Gdy podpisywano umowy na prace budowlane, zakładano, że elektrownia w Olkiluoto zostanie przyłączona do sieci w maju 2009 roku. Po upływie tego terminu okazało się, że budowa będzie trwała jeszcze cztery lata. Moc nowego źródła „w budowie" zakontraktowano jednak z wyprzedzeniem na potrzeby energochłonnego fińskiego przemysłu. Przedsiębiorstwo energetyczne musi więc (do momentu uruchomienia nowej instalacji) kupować – po cenach obowiązujących na skandynawskim rynku hurtowym – „moc zastępczą" dla swoich klientów. Jeżeli na rynku nie ma nadwyżek mocy – jak w przypadku suchej zimy, gdy elektrownie wodne wytwarzają mniej energii – koszty takich zakupów są znacznie wyższe od zakontraktowanych z wyprzedzeniem przyszłych przychodów ze sprzedaży. W dłuższej perspektywie przedsiębiorstwo nie będzie w stanie finansować generowanych w tej sytuacji strat, jeżeli bieżące ceny na skandynawskim rynku energii będą wyższe od ceny, po której zakontraktowano z wyprzedzeniem moc z Olkiluoto.

Całkowity czas realizacji inwestycji – od momentu podjęcia decyzji o budowie elektrowni do chwili jej komercyjnego uruchomienia (po zakończeniu wstępnych testów obiektu i przekazaniu go właścicielowi przez sprzedającego) – jest zwykle znacznie dłuższy niż czas trwania samej budowy. Na przykład decyzja o budowie elektrowni jądrowej Sizewell B w Wielkiej Brytanii została podjęta w 1979 roku, ale budowa nie rozpoczęła się do roku 1987 (z powodu opóźnień związanych nie tylko z prowadzonym publicznym dochodzeniem, lecz także trudnościami z ukończeniem konstrukcji reaktora). Elektrownia rozpoczęła komercyjną działalność dopiero w 1995 roku, zatem całkowity czas realizacji inwestycji wyniósł szesnaście lat. Koszt fazy przed rozpoczęciem budowy jest z reguły stosunkowo niski w porównaniu z kosztem samej budowy, o ile reaktor nie

14 Np. jeżeli zostanie zamówiony EPR dla Flamanville, zbiornik ciśnieniowy dla tego reaktora będzie prawdopodobnie produkowany w Japonii.

15 M. Schneider, S. Thomas, A. Froggatt, D. Koplow, „The World Nuclear Industry Status Report 2009", Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów, opracowanie zlecone przez niemieckie Federalne Ministerstwo Środowiska, 2009, http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/welt_statusbericht_atomindustrie_0908_en_bf.pdf.

jest konstrukcją prototypową, dla której projekt i zezwolenia dotyczące bezpieczeństwa mogą okazać się drogie. Dla producentów energii elektrycznej działających w konkurencyjnym otoczeniu duże opóźnienia i związane z nimi zagrożenia, jak niepowodzenie na etapie procedury zatwierdzania lokalizacji lub wzrost kosztów związanych z wymogami organów dozoru, są głównymi powodami zniechęcającymi do wyboru elektrowni jądrowych.

2.2. Koszty kapitałowe

Koszty te stanowią kolejny element kosztów budowy (patrz załącznik 2). Duże projekty są zwykle finansowane poprzez zadłużenie (pożyczki zaciągane w bankach) oraz przy pomocy środków własnych (z przychodów danego przedsiębiorstwa). W przypadku zadłużenia wobec podmiotów zewnętrznych koszt kapitału zależy od „bezpiecznej" stopy procentowej (np. oprocentowania obligacji skarbowych), powiększonej o marżę i koszty własne banku oraz odpowiednio przeliczone ryzyko związane z danym projektem.

Gdy w grę wchodzą środki własne, często sugeruje się, że wielkie przedsiębiorstwa mogą w dużym stopniu poradzić sobie z finansowaniem istotnych inwestycji bez udziału środków z kredytu. Jeżeli jakaś inwestycja ma być finansowana ze środków własnych, oznacza to jednak, że dany podmiot każe zrezygnować na jakiś czas swoim udziałowcom z pieniędzy, które mogłyby zostać im wypłacone natychmiast w postaci dywidendy. Środki te są inwestowane w jakiś projekt, a pieniądze mają zostać wypłacone udziałowcom później – z dochodów, które projekt ten ma dopiero wygenerować. Aby zrekompensować udziałowcom to opóźnienie, firma musi zapłacić im odsetki, które ci uzyskaliby, gdyby otrzymali swoje pieniądze bezzwłocznie i zainwestowali je w mniej ryzykowny sposób, plus dodatek za ryzyko (projekt może nie przynieść przecież oczekiwanego zwrotu z inwestycji). Koszt środków własnych jest więc zwykle wyższy niż koszt środków zewnętrznych.

Jeżeli banki nie będą chciały pożyczać pieniędzy na inwestycje, możliwość ich finansowania ze środków własnych jest mało prawdopodobna. Zasadniczo oznaczałoby to bowiem, że firma prosi swoich udziałowców o pożyczki na projekty, od których banki wolą trzymać się z daleka. Udziałowcy mogą więc nie wyrazić zgody na duży udział środków własnych w finansowaniu takich inwestycji. Z drugiej zaś strony banki nie będą raczej traktować przychylnie projektów, w których przypadku firma nie jest gotowa zaryzykować swoich własnych środków.

Charakterystyczna pod tym względem jest sytuacja w USA: gdy uruchamiano program „Energia jądrowa 2010" („Nuclear Power 2010"), oczekiwano, że projekty będą finansowane w równej mierze ze środków zewnętrznych i środków własnych. W 2008 roku było już jednak oczywiste, że firmy oczekują finansowania możliwie jak największej części projektów z pożyczonych środków, na które budżet federalny udzieli gwarancji. Banki także stwierdziły jasno, że są gotowe pożyczyć pieniądze tylko wtedy, gdy zostaną udzielone bardzo rozległe gwarancje. Jak wspomniano w rozdziale 4, sześć największych banków inwestycyjnych z Wall Street poinformowało Departament Energetyki USA (USDOE), że nie zamierza przyznawać więcej środków na nowe elektrownie jądrowe, chyba że 100% ryzyka wezmą na siebie podatnicy[16].

Rzeczywisty (skorygowany o inflację) koszt kapitału jest zróżnicowany w poszczególnych krajach i przedsiębiorstwach energetycznych w zależności od ryzyka inwestycyjnego w danym kraju i zdolności kredytowej przedsiębiorstwa. Ogromny wpływ na sytuację ma także sposób organizacji krajowego sektora energetycznego. Jeżeli mamy do czynienia z regulowanym monopolem, rzeczywisty koszt kapitału może być bardzo niski (5 do 8%), prawdopodobnie jednak na rynku zliberalizowanym będzie to co najmniej 15%. Przykładowo na Florydzie i w Georgii, gdzie regulator pozwala podmiotom uwzględniać koszty nowych instalacji jądrowych w obowiązujących sztywnych taryfach energetycznych jeszcze przed rozpoczęciem prac budowlanych, przedsiębiorstwa są w mniejszym stopniu uzależnione od gwarancji kredytowych, oferowanych w celu obniżenia oprocentowania pożyczanego kapitału. Komisja ds. Usług Publicznych Georgii (Georgia Public Service Commission) spełniła żądania przedsiębiorstwa Georgia Power,

16 Komentarze inwestorów do zaproponowanych przez USDOE zasad finansowania, 2 lipca 2007.

posiadającego 45,7% udziałów w projekcie Vogtle, i umożliwiła firmie odzyskiwanie kosztów finansowych (udział GP w finansowaniu projektu instalacji o mocy 2 234 MW wynosi 6,4 mld USD) dzięki wykazywaniu „prac budowlanych w toku", począwszy od 2011 roku[17]. Zapewnienie zwrotu kosztów oznacza dla właścicieli możliwość kontynuacji prac budowlanych nawet w przypadku nieotrzymania gwarancji kredytowych. Doprowadziło to do obniżenia oczekiwanego udziału GP w finansowaniu projektu do 4,529 mld USD[18].

Jest oczywiste, że jeżeli największą pozycją w kosztach energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni atomowej są należności kapitałowe, podwojenie (lub jeszcze wyższe podniesienie) wymaganej stopy zwrotu poważnie naruszy podstawy ekonomiki energetyki jądrowej. Nie istnieje „właściwa" odpowiedź na pytanie, jaki koszt kapitału powinien być stosowany w kalkulacjach. Gdy branża elektroenergetyczna zajmowała pozycję monopolisty, przedsiębiorstwa miały zagwarantowany pełny zwrot kosztów. Innymi słowy: niezależnie od tego, ile wydały pieniędzy, mogły je w całości odzyskać od konsumentów. To powodowało, że inwestycje wiązały się z niewielkim ryzykiem dla podmiotów udostępniających kapitał, ponieważ to konsumenci byli obciążani całym ciężarem tego ryzyka. Koszt kapitału był zróżnicowany w zależności od kraju oraz tego, czy przedsiębiorstwo było publiczne, czy prywatne. Podmioty publiczne – jak np. państwowy szwedzki Vattenfall – mają zwykle wysoki rating kredytowy, zatem koszt kapitału jest dla nich niższy niż dla przedsiębiorstw komercyjnych (np. największych niemieckich koncernów E.ON i RWE, znajdujących się w całości lub części w rękach prywatnych udziałowców). W przypadku przedsiębiorstw publicznych mniejsza jest też presja udziałowców i łatwiejsze podjęcie decyzji o wykorzystaniu środków własnych. Skorygowane o inflację rzeczywiste koszty kapitałowe netto wahały się dla krajów rozwiniętych w przedziale od 5 do 8% rocznie.

Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej ryzyko finansowania inwestycji obciążałoby firmę wytwarzająca energię (a nie konsumentów), zaś koszt kapitału odzwierciedlałby to ryzyko.

Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej ryzyko finansowania inwestycji obciążałoby firmę wytwarzająca energię (a nie konsumentów), zaś koszt kapitału odzwierciedlałby to ryzyko. Na przykład w 2002 roku w Wielkiej Brytanii około 40% energii było wytwarzane przez firmy znajdujące się w bardzo trudnej sytuacji finansowej (około połowa z nich to elektrownie jądrowe), a kilka firm i banków straciło miliardy funtów na inwestycjach w elektrownie, które budowały lub sfinansowały. W tych warunkach rzeczywisty koszt kapitału na poziomie powyżej 15% wydaje się uzasadniony. Jeżeli ryzyko zostałoby ograniczone – np. jeżeli pojawiłyby się rządowe gwarancje dotyczące zakupów energii i jej ceny – koszt kapitału byłby niższy, ale to stanowiłoby subwencję rządową (pomoc państwa) i nie wiadomo, czy taka pomoc byłaby dopuszczalna w ramach obowiązującego prawa unijnego.

2.3. Sprawność działania

Dla technologii kapitałochłonnych, takich jak energetyka jądrowa, wysoki poziom wykorzystania instalacji ma ogromną wagę, ponieważ olbrzymie koszty stałe (spłata kapitału, spłata odsetek oraz finansowanie likwidacji elektrowni) można wtedy rozłożyć na możliwie największą liczbę jednostek sprzedawanej energii. Elektrownie jądrowe są także fizycznie nieelastyczne i nierozsądnie byłoby naprzemiennie uruchamiać i wyłączać siłownię lub zmieniać poziom mocy częściej niż to konieczne. To powoduje, że elektrownie jądrowe działają w sposób ciągły jako elektrownie podstawowe – z wyjątkiem niewielu krajów (np. Francji), gdzie energia elektryczna wytwarzana w elektrowniach atomowych stanowi tak wysoki procent całkowitej wytwarzanej mocy, że takie rozwiązanie nie jest możliwe. Dobrym miernikiem osiągów eksploatacyjnych elektrowni i poziomu jej rzeczywistej efektywno-

17 *Georgia PSC Approves Two Nuclear Reactors by Georgia Power, and a Biomass Conversion,* w: „Platts Global Power Report", 19 marca 2009.
18 *Georgia Power Lowers Estimate for New Vogtle Units,* „Nucleonics Week", 11 listopada 2009.

ści w wytwarzaniu energii, którą można sprzedać do systemu, jest tzw. współczynnik obciążenia (odpowiednio *load factor* w brytyjskim i *capacity factor* w amerykańskim angielskim). Współczynnik ten wylicza się jako stosunek mocy faktycznie wyprodukowanej w danym okresie do mocy, która zostałaby wytworzona, gdyby źródło działało w uwzględnianym okresie bez żadnych przerw i z pełnym wykorzystaniem mocy projektowej[19]. Zwykle współczynniki obciążenia oblicza się dla jednego roku lub pełnego planowanego okresu eksploatacji („cyklu życia") reaktora. W przeciwieństwie do kosztów budowy współczynnik obciążenia można precyzyjnie i jednoznacznie zmierzyć, a tabele tych współczynników są regularnie publikowane przez specjalistyczne periodyki, takie jak „Nucleonics Week" i „Nuclear Engineering International" oraz przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (MAEA). Można dyskutować na temat powodów odstawień bloków lub zmniejszania poziomów generowanej mocy. Z punktu widzenia ekonomii mniej ważny jest jednak sam fakt niewyprodukowania mocy – chodzi raczej o to, dlaczego dana moc nie została wytworzona.

Tabela 6: Współczynnik obciążenia niemieckich elektrowni jądrowych

Obiekt	Początek komercyjnej eksploatacji	Współczynnik obciążenia 2008 (%)	Współczynnik obciążenia liczony dla całego okresu eksploatacji – dane na koniec 2008 (%)
Biblis A	2/1975	82,6	65,2
Biblis B	1/1977	95,2	67,7
Brokdorf	12/1986	92,4	88,5
Brunsbüttel	2/1977	0,0	53,7
Emsland	6/1988	93,3	93,3
Grafenrheinfeld	6/1982	87,2	86,2
Grohnde	2/1985	88,3	90,6
Gundremmingen B	7/1984	85,7	82,6
Gundremmingen C	1/1985	87,7	80,4
Isar 1	3/1979	98,3	79,3
Isar 2	4/1988	93,2	89,6
Krümmel	3/1984	0,0	71,6
Neckarwestheim 1	12/1976	54,9	79,5
Neckarwestheim 2	4/1989	93,0	92,7
Philippsburg 1	3/1980	78,4	79,0
Philippsburg 2	4/1985	88,7	88,2
Unterweser	9/1979	78,7	79,6

Źródło: MAEA, http://www.iaea.or.at/programmes/a2/

Uwaga: Elektrownie Krümmel and Brunsbüttel były zamknięte przez cały 2008 rok.

W tabeli 6 widzimy wartości współczynników obciążenia niemieckich elektrowni jądrowych za 2008 rok oraz w odniesieniu do całego okresu eksploatacji. Z zestawienia wynika, że rozpiętość wartości współczynników obciążenia dla całego „cyklu życia" jest bardzo duża:

19 Należy zwrócić uwagę, że tam, gdzie mamy do czynienia z obniżeniem wydajności reaktorów, niektóre organizacje (np. MAEA) podają współczynnik obciążenia w odniesieniu do poziomu mocy określonego w decyzji administracyjnej, a nie do mocy projektowej. Może to dostarczyć pewnych użytecznych informacji na temat rzeczywistych osiągów obiektu, jednak dla celów analizy ekonomicznej powinno się wykorzystywać poziom mocy projektowej, ponieważ jest to poziom, za który zapłacił (i którego oczekuje) nabywca.

w trzech elektrowniach współczynnik ten jest na poziomie powyżej 90%, a w trzech innych – poniżej 70%.

Tak jak w przypadku kosztów budowy rzeczywiste współczynniki obciążenia są znacznie gorsze niż te prognozowane. Założenia przedstawiane przez producentów i podmioty promujące technologię jądrową są takie, że elektrownie atomowe to źródła nadzwyczaj niezawodne, a przerwy w działaniu występują tylko w czasie remontów i załadunku paliwa (w przypadku niektórych konstrukcji, np. AGR i CANDU, wymiana paliwa odbywa się w trakcie pracy i odstawienia bloków następują tylko w związku z remontami i przeglądami), co ma umożliwiać osiąganie wartości współczynnika obciążenia na poziomie 85–95%. Jednak rzeczywiste wartości okazały się niskie: około 1980 roku średni współczynnik obciążenia dla wszystkich elektrowni na świecie wynosił ok. 60%. Dla zilustrowania wpływu tego zjawiska na ekonomikę energetyki jądrowej należy zauważyć rzecz następującą: przyjmując koszty stałe na poziomie dwóch trzecich całkowitych kosztów energii przy współczynniku obciążenia ok. 90%, w sytuacji, gdy współczynnik obciążenia ma wartość jedynie 60%, całkowity koszt energii wzrośnie o jedną trzecią. Ponieważ niskie wartości współczynnika obciążenia są także spowodowane przez uszkodzenia urządzeń, dodatkowe koszty remontów i napraw powodują dalszy wzrost jednostkowego kosztu energii. Działające na wolnym rynku przedsiębiorstwo energetyki jądrowej, które zobowiązało się w ramach kontraktu do dostarczania energii, a nie jest w stanie wypełnić swojego zobowiązania, będzie prawdopodobnie zmuszone do zakupu – zwykle po bardzo wysokich cenach – „zastępczej" mocy dla swoich klientów.

Pod koniec lat 80. XX wieku branża jądrowa podjęła jednakże intensywne działania na rzecz poprawy sytuacji i średnie wartości współczynników obciążenia osiągają obecnie na całym świecie 80%, a na przykład w Stanach Zjednoczonych prawie 90% (w porównaniu z wartością poniżej 60% w 1980 roku), chociaż średni współczynnik obciążenia w całym planowanym okresie działania reaktorów w amerykańskich elektrowniach jądrowych wynosi nadal tylko 70%.

Zaledwie siedem z 414 działających na świecie reaktorów (eksploatowanych co najmniej od roku i dysponujących kompletnymi danymi na temat rzeczywistych osiągów eksploatacyjnych) ma współczynniki obciążenia dla całego okresu działania reaktora powyżej 90%, zaś tylko 100 najlepszych obiektów – powyżej 80%. Co ciekawe, 13 najlepszych elektrowni działa tylko w trzech krajach: sześć w Korei Południowej, pięć w Niemczech oraz dwa w Finlandii.

Projekty nowych reaktorów mogą rywalizować pod względem poziomu niezawodności z wartościami osiąganymi przez 2% z najlepszych reaktorów już istniejących, ale mogą być jednocześnie narażone na „choroby wieku dziecięcego" – podobnie jak wcześniejsze generacje reaktorów. Szczególnie przydatne okazują się francuskie doświadczenia z późnych lat 90. XX wieku (projekt N4). Należy pamiętać, że w analizie ekonomicznej wydajność w pierwszych latach działania (kiedy mogą się pojawić problemy przy rozruchu) będzie miała dużo większą wagę niż trudności w późniejszych latach – ze względu na proces dyskontowania przepływów finansowych. Wydajność może się w późniejszych latach obniżać z powodu zużycia i konieczności wymiany urządzeń oraz przeprowadzenia niezbędnych modernizacji w celu wprowadzenia nowoczesnych standardów bezpieczeństwa. Ten spadek wydajności prawdopodobnie nie będzie miał dużego znaczenia w analizie ekonomicznej ze względu na dyskontowanie. Podsumowując, należy stwierdzić, że zakładanie wartości współczynnika obciążenia na poziomie 90% albo wyższym wydaje się trudne do uzasadnienia w oparciu o doświadczenia z przeszłości.

2.4. Koszty eksploatacji, napraw i remontów (poza kosztami paliwa)

Wiele osób zakłada, że elektrownie jądrowe są właściwie w pełni automatycznymi urządzeniami, wymagającymi jedynie zakupu paliwa

i wykazującymi bardzo niski poziom kosztów eksploatacyjnych. W wyniku takiego podejścia koszty eksploatacji, napraw i remontów (*operations and maintenance*, O&M) bez kosztów paliwa jądrowego rzadko są przedmiotem analiz w opracowaniach dotyczących ekonomiki energetyki jądrowej. Z przedstawionych poniżej danych wynika, że koszt paliwa jest stosunkowo niski i przewidywalny. Jednak w późnych latach 80. i wczesnych latach 90. XX wieku stało się jasne, że założenie dotyczące niskich kosztów eksploatacji było fałszywe, gdy kilka amerykańskich elektrowni jądrowych zostało zamkniętych, ponieważ okazało się, że koszt ich funkcjonowania (bez spłaty kosztów stałych) był wyższy niż koszt budowy i zastąpienia instalacji jądrowych elektrowniami gazowymi. Wyliczono, że niezwiązane z paliwem koszty eksploatacji i utrzymania osiągnęły średni poziom powyżej 22 USD/MWh, zaś koszty paliwa wynosiły w tym czasie ponad 12 USD/MWh[20]. W połowie lat 90. podjęto intensywne działania, aby ograniczyć niezwiązane z paliwem koszty O&M, które w tym czasie spadły średnio do około 12,5 USD/MWh, a koszty paliwa – do 4,5 USD/MWh. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że obniżkę kosztów osiągnięto głównie dzięki poprawie niezawodności elektrowni, a nie faktycznemu obniżaniu poszczególnych pozycji kosztowych. Wiele kosztów O&M jest w dużej mierze stałych (np. koszt zatrudnienia załogi i utrzymania obiektu) i zmienia się w bardzo niewielkim stopniu wraz ze zmianą poziomu wytwarzanej mocy. Wyższy poziom produkcji powoduje zatem obniżenie kosztów O&M w przeliczeniu na 1 MWh. Niebezpieczeństwo wcześniejszego zamykania obiektów w Stanach Zjednoczonych ze względów ekonomicznych zostało generalnie obecnie zażegnane.

Warto także zauważyć, że przedsiębiorstwo British Energy, któremu zaraz po utworzeniu (1996) przekazano osiem elektrowni jądrowych, przeżyło w 2002 roku załamanie finansowe, gdyż przychody z eksploatacji obiektów ledwo pokrywały koszty operacyjne. Było to po części związane z wysokimi kosztami paliwa, zwłaszcza kosztami przetwarzania zużytego paliwa – czyli procesu, który jest obecnie przeprowadzany tylko w Wielkiej Brytanii i Francji (patrz poniżej). Średnie koszty O&M dla ośmiu elektrowni należących do British Energy (z uwzględnieniem paliwa) wahały się w latach 1997–2004 w przedziale od ok. 0,0165 do 0,02 GBP/kWh. Potem jednak koszty eksploatacji zaczęły rosnąć z roku na rok. W ostatnim roku, za który opublikowano dane (2007/08), wyniosły one 0,03 GBP/kWh, a w pierwszych sześciu miesiącach roku 2008/09 – odpowiednio 0,0413 GBP/kWh. Następnie firma została przejęta przez francuski koncern Électricité de France (EDF) i zaprzestano publikacji danych na temat kosztów.

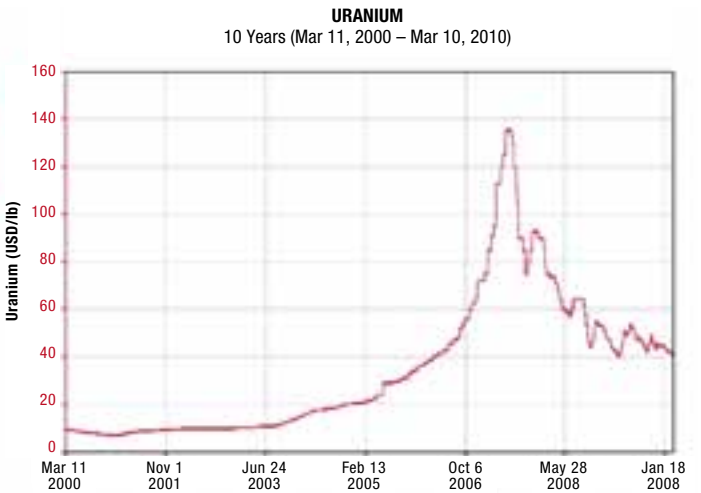
2.5. Koszty paliwa

Koszty paliwa (stanowiące ok. 5% łącznych kosztów energii jądrowej) obejmują koszt wydobycia uranu, „wzbogacenia" go (czyli podwyższenia zawartości pożądanych izotopów), przerobienia na paliwo, przechowywania po zużyciu i bezpiecznego składowania końcowego przez kilkaset tysięcy lat (w miejscu odizolowanym od otoczenia). W poniższych rozważaniach uwzględniamy tylko koszty zakupu paliwa. Koszty paliwa spadały z uwagi na niskie ceny uranu w okresie od połowy lat 70. XX wieku (ok. 12 USD/funt U_3O_8) do 2000 roku, a potem wzrosły do poziomu ok. 150 USD/funt (patrz rysunek 1). Następnie ceny spotowe ponownie spadły do poziomu poniżej 50 USD/funt pod koniec 2009 roku. Podawanie cen spotowych jest nieco mylące, ponieważ rynek spotowy jest bardzo „płytki" i sprzedaje się na nim jedynie niewielką część znajdującego się w obrocie uranu. Zdecydowaną większość sprzedaje się i kupuje w ramach dwustronnych kontraktów długoterminowych. Koszty paliwa w Stanach Zjednoczonych wynoszą średnio ok. 0,0025 GBP/kWh, ale są prawdopodobnie w sposób sztuczny zaniżane, ponieważ amerykański rząd przejmuje odpowiedzialność za składowanie zużytego paliwa, pobierając stałą opłatę w wysokości 1 USD/MWh (0,0006 GBP/kWh). Jest to cena, którą ustalono arbitralnie ponad dwadzieścia lat temu i która nie jest oparta na rzeczywistych doświadczeniach – ani w Stanach Zjednoczonych, ani nigdzie indziej na świecie nie istnieje żadna infrastruktura służąca do składowania

20 Statystyki kosztów O&M – patrz http://www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95.

końcowego odpadów jądrowych. Całe zużyte w USA paliwo pozostaje na razie w tymczasowych miejscach składowania, do czasu budowy składowiska, które ma powstać w Yucca Mountain. Rzeczywiste koszty składowania odpadów jądrowych są prawdopodobnie znacznie wyższe.

Rysunek 1: Ceny uranu w latach 2000-2010



Źródło: http://www.infomine.com/investment/charts.aspx?mv=1&f=f&r=10y&c=curanium.xusd.ulb#chart

Kwestia składowania zużytego paliwa jest trudna do oceny. Przetwarzanie jest drogie i nie pomaga rozwiązać problemu składowania odpadów, chyba że wyprodukowany pluton można z zyskiem wykorzystać. Przetwarzanie rozdziela jedynie zużyte paliwo na różne części, ale nie zmniejsza poziomu radioaktywności, z którą musimy sobie poradzić. Wręcz przeciwnie: w wyniku przetwarzania powstają duże ilości odpadów nisko i średnio radioaktywnych, ponieważ wszystkie materiały i wyposażenie używane w procesie przetwarzania stają się radioaktywnymi odpadami. Wartość poprzedniego kontraktu pomiędzy firmami BNFL a British Energy – przed upadkiem tej ostatniej – na przetworzenie zużytego paliwa British Energy szacowano na 300 mln GBP rocznie, czyli w przeliczeniu ok. 0,005 GBP/kWh. Oczekuje się, że nowy kontrakt pozwoli zaoszczędzić firmie British Energy ok. 150-200 mln GBP rocznie – choć będzie to możliwe tylko dzięki poręczeniu dotyczącemu ewentualnych strat BNFL, udzielonemu przez rząd. Mimo złych doświadczeń w zakresie kosztów pojawiły się doniesienia, że Stany Zjednoczone rozważają wydanie pozwolenia na przetwarzanie zużytego paliwa, co nie było praktykowane od czasu ustanowienia zakazu przez administrację prezydenta Cartera. Koszt składowania odpadów wysoce radioaktywnych jest trudny do oszacowania, ponieważ żadna infrastruktura nie została zbudowana ani nie jest nawet w budowie, a wszelkie szacunki kosztów muszą zakładać bardzo szeroki margines błędu.

2.6. Kalkulacja okresów eksploatacji

Jedną z cech elektrowni generacji III+ jest około dwukrotnie dłuższy planowany okres eksploatacji (wynoszący ok. 60 lat) w porównaniu do wcześniejszej generacji. W przypadku technologii zdominowanej przez koszty stałe można by oczekiwać, że podwojenie długości „cyklu życia" powinno znacznie zmniejszyć wspomniane koszty w przeliczeniu na generowaną jednostkę energii, ponieważ czas na odzyskanie tych kosztów będzie znacznie dłuższy. W praktyce tak nie jest. Komercyjne pożyczki trzeba spłacić w okresie nie dłuższym niż 15–20 lat, a w kalkulacjach opartych na zdyskontowanych przepływach pieniężnych koszty i zyski w perspektywie dłuższej niż 10–15 lat mają niewielkie znaczenie (patrz załącznik 2).

Istnieje tendencja do wydłużania czasu działania istniejących elektrowni. Niektóre reaktory PWR i BWR (osiągające obecnie kres swoich pierwotnie planowanych 40-letnich okresów eksploatacji) otrzymują od amerykańskich organów dozoru zezwolenia na funkcjonowanie przez kolejne 20 lat. Nie należy jednak zakładać, że po spłaceniu kosztów kapitałowych pojawi się tania energia elektryczna. Przedłużanie życia elektrowni może wymagać znacznych nowych nakładów, związanych z wymianą zużytego wyposażenia oraz modernizacją w celu spełnienia obecnych standardów bezpieczeństwa. Przedłużanie życia nie zawsze jest możliwe – np. w przypadku brytyjskich reaktorów AGR, których projektowany okres eksploatacji wynosił 25 lat, oczekuje się, że będą działały przez 40 lat, ale dalsze przedłużanie może okazać się niemożliwe ze względu na problemy z erozją oraz odkształceniami grafitowych bloków moderatora.

W przypadku technologii zdominowanej przez koszty stałe można by oczekiwać, że podwojenie długości „cyklu życia" powinno znacznie zmniejszyć wspomniane koszty w przeliczeniu na generowaną jednostkę energii, ponieważ czas na odzyskanie tych kosztów będzie znacznie dłuższy. W praktyce tak nie jest.

2.7. Koszty i działania w zakresie likwidacji elektrowni i zagospodarowania odpadów

Koszty te są trudne do oszacowania, ponieważ zebrane dotychczas doświadczenie w zakresie likwidacji elektrowni komercyjnych jest niewielkie, a koszt składowania odpadów (szczególnie odpadów średnio- i długotrwałych) – trudny do oszacowania (patrz załącznik 3). Nawet systemy gwarantujące wysokie prawdopodobieństwo dostępności funduszy nie zmienią jednak zasadniczo ogólnego rachunku ekonomicznego. Jeżeli na przykład od właściciela wymagano by, aby zapewnił od początku „cyklu życia" elektrowni (zdyskontowaną) prognozowaną kwotę środków, niezbędną do przeprowadzenia likwidacji obiektu, kwota ta podniosłaby koszty budowy jedynie o około 10%. Wydzielony fundusz British Energy, który nie obejmował pierwszej fazy likwidacji elektrowni, wymagał co roku wpłat kwoty poniżej 20 mln GBP, czyli w przeliczeniu zaledwie ok. 0,0003 GBP/kWh.

Problemy pojawiają się, jeżeli koszt jest na początku niedoszacowany, fundusze zostaną utracone lub jeżeli przedsiębiorstwo upada, zanim elektrownia kończy swój przewidywany okres eksploatacji. Wszystkich tych problemów doświadczyła Wielka Brytania. Oczekiwany koszt likwidacji elektrowni wzrósł kilkukrotnie w wielkościach rzeczywistych w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat. W 1990 roku, gdy brytyjski Central Electricity Generating Board (CEGB) został sprywatyzowany, zabezpieczone środki (pochodzące z wpłat konsumentów) nie zostały przekazane przedsiębiorstwu Nuclear Electric, będącemu następcą prawnym CEGB. Subwencja, którą wykorzystano w latach 1990-1996, opisywana przez Michaela Heseltine'a[21] jako przeznaczona „na likwidację starych, niebezpiecznych elektrowni jądrowych", została w rzeczywistości wykorzystana w ramach przepływów pieniężnych przez przedsiębiorstwo będące właścicielem elektrowni, zaś niewydaną część przejął skarb państwa. Upadek firmy British Energy oznacza, że znaczną część kosztów likwidacji jej elektrowni pokryją przyszli podatnicy.

2.8. Ubezpieczenia i odpowiedzialność

To kontrowersyjna dziedzina, ponieważ obecnie odpowiedzialność właścicieli elektrowni jest ograniczona przez międzynarodowy traktat do zaledwie niewielkiego ułamka prawdopodobnych kosztów poważnego wypadku jądrowego. Konwencja wiedeńska z 1963 roku (zmodyfikowana w 1997 roku) limituje odpowiedzialność cywilną operatora jądrowego do 300 milionów specjalnych praw ciągnienia (SDR)[22] – w przeliczeniu ok. 460 mln USD (wg kursu z 22 lutego 2009: 1 USD=0,653 SDR). Obecnie brytyjski rząd poręcza ryzyko szczątkowe powyżej 140 milionów GBP, choć oczekuje się, że limit ulegnie podniesieniu w ramach Konwencji paryskiej i brukselskiej do kwoty 700 milionów EUR (500 milionów GBP). Limit dotyczący odpowiedzialności cywilnej był postrzegany jako niezbędny element umożliwiający rozwój energetyki jądrowej, ale może także być interpretowany jako ogromna subwencja.

21 Michael Heseltine, przewodniczący Zarządu Handlu (Board of Trade), „Hansard", 19 października 1992.
22 Wartość SDR-ów jest wyznaczana na podstawie koszyka czterech głównych światowych walut.

Tabela 7: Limity odpowiedzialności cywilnej w państwach OECD, stan na wrzesień 2001

	Limity OC wg prawa krajowego[a]	Wymogi dot. zabezpieczeń finansowych[a,b]
Belgia	298 mln EUR	
Finlandia	250 mln EUR	
Francja	92 mln EUR	
Niemcy	Brak ograniczenia	2 500 mln[c] EUR
W. Brytania	227 mln EUR	
Holandia	340 mln EUR	
Hiszpania	150 mln EUR	
Szwajcaria	Brak ograniczenia	674 mln EUR
Słowacja	47 mln EUR	
Czechy	177 mln EUR	
Węgry	143 mln EUR	
Kanada	54 mln EUR	
USA	10 937mln EUR	226 mln EUR
Meksyk	12 mln EUR	
Japonia	Brak ograniczenia	538 mln EUR
Korea Płd.	4 293mln EUR	

Źródło: Nieoficjalne statystyki – OECD/NEA, Legal Affairs
Uwagi: a Według oficjalnych kursów wymiany z okresu czerwiec 2001–czerwiec 2002; b Jeżeli są inne niż limity OC; c 256 mln EUR ubezpieczenia, 2,5 mld EUR operatorzy, 179 mln EUR z tytułu tzw. poprawki brukselskiej do Konwencji paryskiej.

Komisja Bundestagu ds. zrównoważonej energetyki[23] dokonała zestawienia wielkości limitów w zakresie odpowiedzialności w krajach OECD (tabela 7). Widać, że limity odpowiedzialności są niezwykle zróżnicowane: od bardzo niskich sum (na przykład w Meksyku) do znacznie wyższych (np. w Niemczech).

Skala kosztów spowodowanych np. przez katastrofę w Czarnobylu, które mogą sięgać setek miliardów funtów (ustalanie kosztu niepełnosprawności lub utraty życia to niewdzięczne zadanie, ale dla określenia wysokości ubezpieczenia jest to konieczne), oznacza, że klasyczna ochrona ubezpieczeniowa prawdopodobnie nie byłaby dostępna, a nawet gdyby była, jej zabezpieczenie nie byłoby wiarygodne, ponieważ poważny wypadek doprowadziłby firmy ubezpieczeniowe do bankructwa.

Pojawiły się propozycje sugerujące, że „obligacje katastrofalne" (*CAT bonds*) mogłyby być dla właścicieli elektrowni sposobem na zapewnienie wiarygodnej ochrony ubezpieczeniowej od finansowych kosztów wypadków. Obligacja katastrofalna jest wysoce dochodową, ubezpieczoną obligacją, zawierającą klauzulę powodującą opóźnienie w wypłacie lub utratę odsetek i/lub głównego wkładu w przypadku strat z tytułu określonej katastrofy, np. trzęsienia ziemi. Dopóki jednak nie pojawią się konkretne propozycje, trudno ocenić, czy instrumenty te będą stanowić realny sposób na zapewnienie częściowej ochrony ubezpieczeniowej od skutków wypadków jądrowych oraz czy (i jak) takie papiery mogą wpłynąć na ekonomikę energii jądrowej.

23 Niemiecki Bundestag, „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung", sprawozdanie komisji dochodzeniowej w sprawie 6/2002, rozdział 3.3.2, tabela 3.3, Berlin 2002, s. 232, http://dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf.

3. Doświadczenia z Olkiluoto i Flamanville

Te dwie elektrownie są szczególnie istotne, ponieważ stanowią jedyne obiekty generacji III+, które pozwoliły na zebranie już pewnych doświadczeń – chociaż jest to doświadczenie jedynie w zakresie budowy, a nie eksploatacji.

3.1. Olkiluoto

Fińskie zamówienie na Olkiluoto 3 przemysł jądrowy postrzegał jako szczególnie ważne, ponieważ zdawało się przeczyć znanej prawdzie, że liberalizacji rynków nie da się pogodzić z zamówieniami na siłownie atomowe. Złożone 3 grudnia 2003 roku zlecenie na budowę reaktora Olkiluoto 3 było pierwszym zamówieniem w Europie Zachodniej i Ameryce Północnej od czasu realizacji obiektu Civaux 2 we Francji (1993) oraz pierwszym zamówieniem na reaktor generacji III/III+ pochodzącym spoza regionu Pacyfiku. Od 1992 roku fiński sektor jądrowy starał się uzyskać zgodę parlamentu na piątą instalację w kraju. Projekt uzyskał ostatecznie akceptację w 2002 roku i bardzo ożywił całą branżę, a zwłaszcza koncern Areva NP. Przedstawiciele sektora zakładali, że obiekt ten będzie po ukończeniu instalacją pokazową i źródłem referencji dla potencjalnych przyszłych nabywców reaktorów EPR.

Finlandia jest częścią nordyckiego rynku energetycznego, obejmującego także Norwegię, Szwecję i Danię. Region ten uważa się powszechnie za najbardziej konkurencyjny rynek energii na świecie. Finlandia cieszy się także dobrą opinią jako kraj eksploatujący już na swoim terytorium cztery reaktory, więc pojawiły się wielkie nadzieje znalezienia odpowiedzi na liczne pytania związane z „renesansem energetyki jądrowej". Jeżeli jednak przyjrzymy się tej transakcji bliżej, okaże się, że zawiera ona kilka elementów, które dowodzą, że nie została zawarta na warunkach reprezentatywnych dla pozostałych rynków.

Podana w 2004 roku cena kontraktowa Olkiluoto 3 wynosiła 3 mld EUR za elektrownię o mocy 1 600 MW[24]. Następnie w publikacjach pojawiały się kwoty 3,2 mld[25] oraz 3,3 mld EUR[26]. Fiński organ dozoru

24 Szef projektu Martin Landtman stwierdził: „Wartość całej inwestycji Olkiluoto 3 – wraz z kontraktem 'pod klucz' – wynosi ok. 3 mld EUR wg cen z 2003 roku. Nie publikowano żadnych innych liczb"; kontakt osobisty, e-mail do Mycle'a Schneidera z 8 października 2004.

25 *EC Probing Claims Olkiluoto Loan Guarantees Were State Aid*, „Nucleonics Week", 26 października 2006.

26 *Areva Reveals 47% Cost Overrun on Contract for Olkiluoto 3*, „Nucleonics Week", 5 marca 2009, s. 1.

jądrowego STUK zatwierdził plany bezpieczeństwa obiektu w marcu 2005 roku, a w sierpniu 2005 rozpoczęto pierwsze istotne prace budowlane. W czasie gdy podpisywano kontrakt, jego cena stanowiła równowartość ok. 3,6–4 mld USD (w zależności od przyjętej wartości kontraktu), albo w przeliczeniu ok. 2 250–2 475 USD/kW (przy kursie 1 EUR=1,2 USD). Koszt ten obejmował finansowanie projektu oraz dwa rdzenie reaktora; bez uwzględnienia odsetek kapitałowych i uwarunkowanych inflacją wzrostów cen (mówi się również o cenie „Overnight") koszty za kilowatogodzinę byłyby zatem trochę niższe, chociaż koszty finansowe – o czym poniżej – przy bardzo niskim oprocentowaniu kredytu (2,6%) były niskie.

Chociaż opublikowane koszty znacznie przewyższały docelową wartość dla branży, podawaną jeszcze kilka lat wcześniej (1 000 USD/kW), krytycy i tak postrzegali je jako próbę przyciągnięcia klientów atrakcyjną ceną. Areva NP próbowała namówić EDF oraz przedsiębiorstwa niemieckie od końca lat 90. XX wieku[27] do złożenia zamówienia na EPR i istniały obawy, że w przypadku nieotrzymania w miarę szybko żadnego zlecenia zacznie tracić kluczowych pracowników[28], a sama konstrukcja stanie się przestarzała[29]. Areva NP potrzebowała także swoistego „okna wystawowego" dla technologii EPR, a Olkiluoto 3 mogłoby posłużyć jako źródło referencji przy kolejnych zamówieniach. Dodatkową zachętą było to, że na życzenie klienta Areva zaoferowała projekt „pod klucz", z gwarancją stałej ceny końcowej, a także wzięła na siebie odpowiedzialność za zarządzanie budową oraz za obiekty towarzyszące, czyli znacznie większy zakres prac niż tylko dostarczenie „części jądrowej" obiektu. Były to zadania, w których realizacji Areva nie miała wprawy. W przypadku 58 reaktorów PWR dostarczonych przez poprzednika Arevy NP (Framatome) do Francji oraz na rynki zagraniczne (m.in. do Chin i RPA) tymi pracami i usługami zajmował się EDF.

Jak wynika z innych źródeł[30], projekt Olkiluoto borykał się z poważnymi trudnościami od rozpoczęcia budowy. W marcu 2009 roku[31] przyznano, że ma on co najmniej trzy lata opóźnienia i przekroczył planowane koszty o 1,7 mld EUR[32]. W sierpniu 2009 roku Areva NP ujawniła, że szacunkowe koszty osiągnęły poziom 5,3 mld EUR, co przy kursie wymiany 1 EUR=1,35 USD oznaczałoby w przeliczeniu 4 500 USD/kW[33]. Kontrakt stał się także przedmiotem zażartego sporu między Arevą NP i fińskim klientem, Teollisuuden Voima Oy. Areva NP domaga się odszkodowania w wysokości ok. 1 mld EUR za rzekome błędy TVO, które z kolei – w kontrpozwie z 29 stycznia 2009 roku – żąda od Arevy 2,4 mld EUR za opóźnienia w realizacji projektu[34].

Nie wydaje się prawdopodobne, żeby udało się rozwiązać wszystkie problemy, które doprowadziły do opóźnień i przekroczenia budżetu. Ostateczny koszt projektu będzie znacznie wyższy niż planowano. Rezultatem pozwu i kontrpozwu Arevy i TVO będzie ustalenie – w ramach arbitrażu – jaka część nadwyżki kosztów przypadnie na daną firmę. Niezależnie od tego jest jednak jasne, że obawy inwestora co do kosztów i perspektyw ukończenia obiektu są w dalszym ciągu uzasadnione.

3.2. Flamanville

EDF zamówił ostatecznie reaktor EPR w styczniu 2007 roku. Ustalono, że nowy obiekt zostanie umieszczony w wykorzystywanej już przez EDF lokalizacji – Flamanville. Moc reaktora zwiększono do 1 630 MW[35], a prace rozpoczęto w grudniu

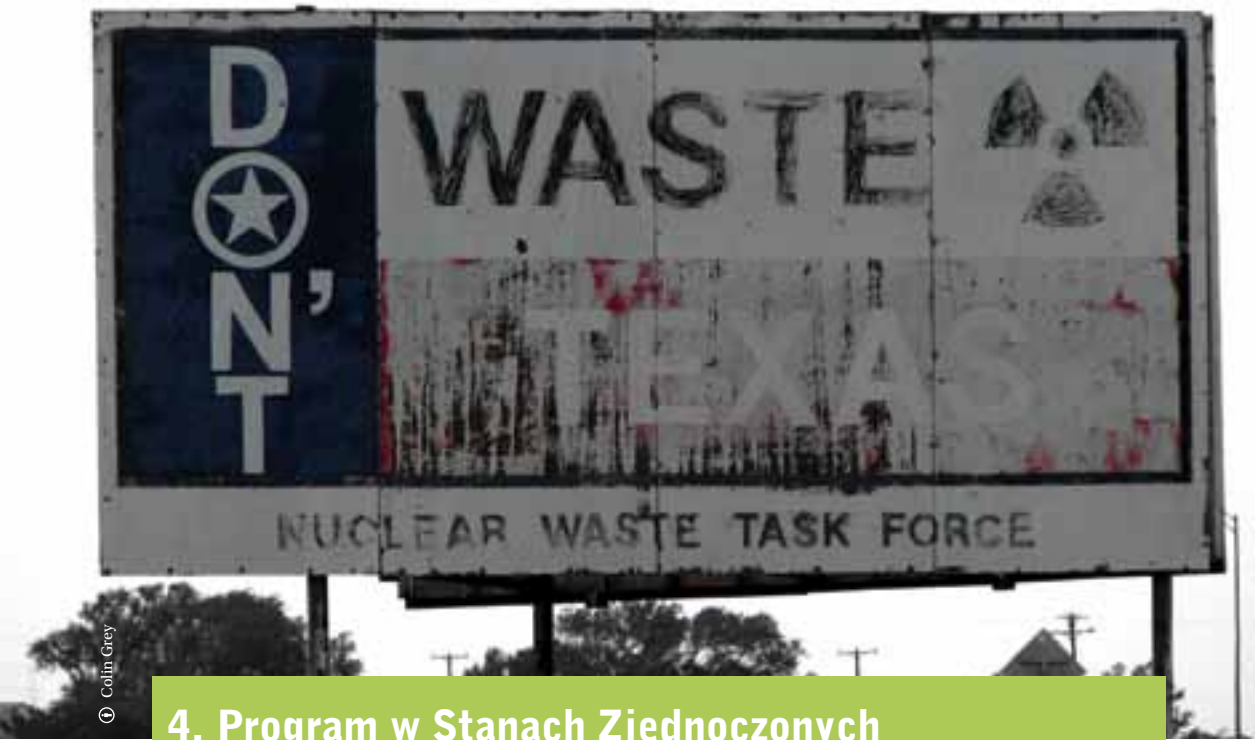
27 *Giant EPR Said To Be Competitive: EDF To Decide on Order Next Year*, „Nucleonics Week", 6 listopada 1998, s. 1.
28 *France Mulls Nuclear Future*, „Petroleum Economist", marzec 2001.
29 *EPR Safety Approval Won't Last Beyond 2002, Regulator Warns*, „Nucleonics Week", 6 marca 1997.
30 S. Thomas, *Can Nuclear Power Plants Be Built in Britain without Public Subsidies and Guarantees?*, prezentacja podczas konferencji „Commercial Nuclear Energy in an Unstable, Carbon Constrained World", współorganizowanej przez Nonproliferation Policy Education Center oraz Radio Wolna Europa/Radio Swoboda, 17–18 marca 2008, Praga, Czechy.
31 *Areva's Olkiluoto 3 Manager Says Engineering Judgment Undermined*, „Nucleonics Week", 26 marca 2009, s. 4.
32 *Areva Reveals 47% Cost Overrun*, „Nucleonics Week".
33 *With Expected Losses Mounting, Areva Seeks Changes in OI3 Project*, „Nucleonics Week", 3 września 2009.
34 *Setbacks Plague Finland's French-built Reactor*, „Agence France Presse", 30 stycznia 2009.
35 *EDF Orders Flamanville-3 EPR NSSS, with Startup Targeted in 2012*, „Nucleonics Week", 5 stycznia 2007, s. 1.

2007 roku[36]. W maju 2006 EDF ocenił koszt projektu na 3,3 mld EUR[37]. Według ówczesnego kursu (1 EUR=1,28 USD) stanowiło to równowartość 2 590 USD/kW. Koszt ten nie obejmował jednak pierwszego załadunku paliwa, więc łączne koszty OVN były trochę wyższe. Kalkulacja nie obejmowała także kosztów finansowych.

EDF nie zdecydował się na projekt „pod klucz", obejmujący obiekty towarzyszące i postanowił sam zarządzać podwykonawcami – np. w zakresie dostawy turbogeneratora. Nie wiadomo, w jakim stopniu wpłynęły na tę decyzję złe doświadczenia z Olkiluoto, a w jakim potrzeba podtrzymywania własnego potencjału i umiejętności.

W maju 2008 roku francuski urząd dozoru jądrowego zarządził tymczasowe wstrzymanie prac z powodu problemów z jakością wylewanej betonowej płyty fundamentowej obudowy bezpieczeństwa[38]. W związku z tym Areva skorygowała swoje prognozy i stwierdziła, że obiekt zostanie ukończony w 2013 roku (czyli z rocznym opóźnieniem). Jednak w listopadzie 2008 roku EDF oświadczył, że opóźnienie jest do nadrobienia, a budowa zostanie ukończona w pierwotnym terminie (2012)[39]. EDF przyznał także, że prognozowany koszt budowy Flamanville wzrósł z 3,3 do 4 mld EUR[40]. Suma ta stanowiła wtedy w przeliczeniu (po kursie 1 EUR=1,33 USD) równowartość 3 265 USD/kW, czyli zdecydowanie więcej niż w przypadku ceny kontraktowej na Olkiluoto, ale znacznie poniżej poziomu cen w Stanach Zjednoczonych oraz rzeczywistych kosztów fińskiego obiektu. Ponadto związki zawodowe pracowników zatrudnionych w projekcie twierdziły, że budowa Flamanville ma co najmniej dwuletnie opóźnienie[41]. Przedstawiciel Arevy sugerował, że koszt instalacji EPR wyniesie przynajmniej 4,5 mld EUR, chociaż nie wspomniał, czy chodzi o koszty OVN[42].

36 *Flamanville-3 Concrete Pour Marks Start of Nuclear Construction*, „Nucleonics Week", 6 grudnia 2007, s. 3.
37 *EDF to Build Flamanville-3, Says First EPR Competitive with CCGT*, „Nucleonics Week", 11 maja 2006, s. 1.
38 *Concrete Pouring at Flamanville-3 Stopped after New Problems Found*, „Nucleonics Week", 29 maja 2008, s. 18.
39 *EDF Confirms Target of Starting Up Flamanville-3 in 2012*, „Nucleonics Week", 20 listopada 2008, s. 1.
40 *EDF To Lead up to Euro50b in Nuclear Plant Investment*, „Associated Press Worldstream", 4 grudnia 2008.
41 *French Union: Flamanville-3 Delayed*, „Nucleonics Week", 28 stycznia 2010, s. 1.
42 *Areva Official Says Costs for New EPR Rising, Exceeding $6.5 billion*, „Nucleonics Week", 4 września 2008, s. 1.



© Colin Grey

4. Program w Stanach Zjednoczonych

Administracja Busha podjęła intensywne działania na rzecz stymulacji zamówień na elektrownie jądrowe w ramach rządowego programu „Nuclear Power 2010", ogłoszonego w lutym 2002 roku. Program koncentruje się na projektach generacji III+. Gdy go ogłaszano, oczekiwano, że w 2010 roku przynajmniej jeden reaktor generacji III+ i jeden o bardziej zaawansowanej konstrukcji będą już wytwarzać energię. W ramach programu amerykański Departament Energetyki spodziewał się zainicjowania projektów we współpracy z sektorem

(...) w celu uzyskania od NRC [Nuclear Regulatory Commission, Komisja Regulacyjna Energetyki Jądrowej] zatwierdzenia trzech lokalizacji nowych elektrowni jądrowych w ramach procedury Early Site Permit (ESP), opracowania wytycznych w zakresie składania wniosków o przyznanie połączonych pozwoleń na budowę i eksploatację (Construction and Operating License – COL) oraz rozwiązania ogólnych kwestii regulacyjnych dotyczących COL. Proces COL jest „jednostopniowym" procesem przyznawania licencji, w czasie którego przed rozpoczęciem budowy rozpatruje się problemy związane ze zdrowiem publicznym i bezpieczeństwem siłowni atomowej, a NRC zatwierdza i wydaje zezwolenie na budowę i eksploatację nowej elektrowni jądrowej.[43]

Dodatkowo program zainicjowano

(...) w celu ostatecznego dopracowania technologii innowacyjnych reaktorów generacji III+ oraz przetestowania nowych federalnych procedur wydawania zezwoleń na lokalizację, budowę i eksploatację nowych elektrowni jądrowych.[44]

Program „Nuclear Power 2010" zakładał, że nowe projekty jądrowe będą mogły konkurować z innymi projektami pod względem ekonomicznym. Jednak złe doświadczenia związane z budową w USA elektrowni jądrowych w latach 80. i 90. XX wieku sprawiły, że przedsiębiorstwa energetyczne nie chcą zamawiać reaktorów atomowych – dopóki nie przekonają się, że nowe konstrukcje i procedury rozwiążą dotychczasowe problemy. Strategia mająca na celu pokonanie tych przeszkód polegała na usprawnieniu procedur po stronie organów dozoru

43 http://www.ne.doe.gov/NucPwr2010/NucPwr2010.html.

44 Departament Energetyki USA, „A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010", USDOE, Waszyngton, D.C. 2001.

jądrowego, uzyskaniu zezwoleń na kilka nowych instalacji i zapewnieniu dotacji początkowo na trzy (ew. sześć) reaktorów, a kolejne zamówienia nie wymagałyby już subwencjonowania.

Pierwotnie całkowita kwota udostępnionych funduszy obejmowała 450 mln USD i była przeznaczona na realizację co najmniej trzech projektów. Pojawiły się trzy główne podmioty, które zamierzały skorzystać z tych środków, a dwa z nich podpisały umowy z USDOE w celu uzyskania COL. Nustart, utworzony w 2004 roku, stanowił konsorcjum ośmiu amerykańskich przedsiębiorstw: Entergy, Constellation Energy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company oraz Tennessee Valley Authority (TVA wniosło do konsorcjum czas pracy swoich pracowników, a nie pieniądze). Francuski koncern energetyczny EDF oraz producenci Westinghouse i GE także byli członkami konsorcjum, ale nie mieli prawa głosu. Nustart zamierzał złożyć dwa wnioski: jeden na budowę reaktora ESBWR (GE) w Grand Gulf (stan Teksas) – obiekcie należącym do Entergy – oraz jeden na AP 1000 (Westinghouse) w Bellefonte - obiekcie należącym do TVA. Drugiej głównej grupie przewodzi przedsiębiorstwo energetyczne Dominion. Podmiot ten starał się o COL dla udoskonalonej wersji reaktora CANDU, skonstruowanego przez Atomic Energy of Canada – ACR 700. Projekt miał być realizowany w North Anna (stan Wirginia), gdzie Dominion eksploatuje już dwa reaktory. Jednak w styczniu 2005 roku firma ogłosiła, że zastąpiła ACR 700 projektem ESBWR produkcji General Electric ze względu na przypuszczalnie długi okres oczekiwania na uzyskanie zezwoleń dla elektrowni CANDU w Stanach Zjednoczonych. Projekt CANDU nie uzyskał akceptacji ze strony organów dozoru w USA i NRC przewidywała, że procedura wydania zezwolenia może zająć ponad 60 miesięcy – znacznie dłużej niż w przypadku reaktorów PWR albo BWR generacji III+. Później okazało się, że ocena każdej nowej konstrukcji przez NRC będzie trwać powyżej 60 miesięcy.

Po wejściu w życie Ustawy energetycznej z 2005 roku (Energy Policy Act – EPACT) skrócono okres realizacji programu przy jednoczesnym poszerzeniu jego zakresu – w związku z dużą liczbą amerykańskich przedsiębiorstw zainteresowanych budową elektrowni. Istotnie zwiększono także skalę przewidywanej pomocy. Na początku 2009 roku deklarowano budowę 31 reaktorów (patrz tabela 8).

Nielicznym instalacjom pokazowym zagwarantowano cały pakiet subwencji, w tym dwie najważniejsze:

- **Ulgi podatkowe dla wytwórców energii**: w celu zapewnienia konkurencyjności rynkowej energii wytworzonej w nowych elektrowniach jądrowych (w porównaniu z energią z innych źródeł) wprowadzono ulgę podatkową w wysokości 18 USD/MWh, obowiązującą przez pierwsze osiem lat eksploatacji reaktorów. Z danych agencji rządowej odpowiedzialnej za informację dot. energii (Energy Information Administration, EIA) wynika, że koszty tej ulgi obciążą amerykańskich podatników do 2025 roku kwotą 5,7 mld USD[45].
- **Gwarancje kredytowe:** W celu ułatwienia finansowania nowych elektrowni przedsiębiorstwom energetycznym zaoferowano gwarancje kredytowe, umożliwiające zaciąganie pożyczek oprocentowanych tak jak amerykańskie obligacje skarbowe. Biuro Budżetowe Kongresu USA stwierdziło, że ryzyko niespłacenia przez sektor jądrowy zaciągniętych kredytów wynosi „znacznie ponad 50%”[46]. Służba Badawcza Kongresu USA (The Congressional Research Service, CRS) oszacowała, że wartość gwarancji, którymi zostaną obciążeni podatnicy w przypadku pokrycia do 50% kosztów budowy 6–8 nowych reaktorów, wyniesie od 14 do 16 mld USD[47].

45 Departament Energetyki USA, „Analysis of Five Selected Tax Provisions of the Conference Energy Bill of 2003”, USDOE, Energy Information Administration, Waszyngton, D.C. 2004, s. 3, http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/service/sroiaf(2004)01.pdf.

46 Biuro Budżetowe Kongresu USA, „Cost estimate of S.14, Energy Policy Act of 2003”, Congressional Budget Office, Waszyngton, D.C., 7 maja 2003, http://www.cbo.gov/doc.cfm?index=4206.

47 Służba Badawcza Kongresu USA, „Potential Cost of Nuclear Power Plant Subsidies in S.14”, Congressional Research Service, 7 maja 2003; opracowanie zlecone przez senatora Rona Wydena.

Tabela 8: Projekty jądrowe w USA w ramach programu „Nuclear Power 2010"

Obiekt	Właściciel	Status w NRC	Wniosek o gwarancje kredytowe	Konstrukcja	Przewidywane uruchomienie
Calvert Cliffs 3	UniStar	Złożony wniosek o COL 3/08	Na „krótkiej liście"	EPR	?
South Texas 3,4	NRG	Złożony wniosek o COL 9/07	Na „krótkiej liście"	ABWR	?
Bellefonte 3,4	TVA	Złożony wniosek o COL 10/07	Brak uprawnień	AP 1000	?
North Anna 3	Dominion	Złożony wniosek o COL 11/07	Tak	ESBWR	?
Lee 1,2	Duke	Złożony wniosek o COL 12/07	Tak	AP 1000	2021–23
Harris 2,3	Progress	Złożony wniosek o COL 2/08	Nie	AP 1000	2019–20
Grand Gulf 3	Entergy	Złożony wniosek o COL 2/08	Tak	ESBWR	Wstrzymane
Vogtle 3,4	Southern	Złożony wniosek o COL 3/08	Na „krótkiej liście"	AP 1000	2016
Summer 2,3	SCANA	Złożony wniosek o COL 3/08	Na „krótkiej liście"	AP 1000	2016–19
Callaway 2	AmerenUE	Złożony wniosek o COL 7/08	Tak	EPR	Wstrzymane
Levy 1,2	Progress	Złożony wniosek o COL 7/08	Tak	AP 1000	2019–20
Victoria 1,2	Exelon	Złożony wniosek o COL 9/08	Tak	ESBWR	Wstrzymane
Fermi 3	DTE Energy	Złożony wniosek o COL 9/08	Nie	ESBWR	?
Comanche Peak 3,4	TXU	Złożony wniosek o COL 9/08	Pierwsze miejsce na liście rezerwowej	APWR	?
Nine Mile Point 3	UniStar	Złożony wniosek o COL 10/08	Tak	EPR	Wstrzymane
Bell Bend	PPL	Złożony wniosek o COL 10/08	Tak	EPR	2018
Amarillo 1,2	Amarillo	?		EPR	?
River Bend	Entergy	Złożony wniosek o COL 9/08	Tak	ESBWR	Wstrzymane
Elmore	UniStar	?		EPR	Wstrzymane
Turkey Point 6,7	FPL	Planowane złożenie wniosku o COL 3/09	?	AP 1000	2018–20

Źródło: Różne doniesienia prasowe

Uwaga: Więcej szczegółów dotyczących poszczególnych projektów – patrz załącznik 4.

W ramach ustawy EPACT zaoferowano do 500 mln USD na ubezpieczenie ryzyka dla pierwszych dwóch reaktorów i 250 mln USD dla kolejnych czterech. Kwoty te zostałyby wypłacone, gdyby wystąpiły niezawinione przez licencjobiorcę opóźnienia w procesie wydawania zezwoleń. Ustawa przewiduje także wsparcie finansowania badań i rozwoju kwotą 850 mln USD oraz przeznacza 1,3 mld USD na pokrycie powstałych w przeszłości kosztów rozbiórki i likwidacji obiektów.

Wkrótce stało się jasne, że gwarancje kredytowe stanowią nie tylko kluczowy element całego pakietu, ale również, że są zbyt niskie, by umożliwić przedsiębiorstwom złożenie zamówień. Początkowo zakładano, że gwarancje federalne mają stanowić pokrycie do 80% środków zewnętrznych, wykorzystywanych na finansowanie projektu. Przy założeniu, że ze środków zewnętrznych będzie finansowane ok. 60% kosztów budowy elektrowni (reszta ze środków własnych) oznaczałoby to, że gwarancje te pokryłyby ok. połowy kosztów budowy obiektów. Dzięki skutecznemu lobbingowi przedsiębiorstwom energetycznym udało się uzyskać 100-procentowe gwarancje na środki zewnętrzne, do wysokości 80% kosztów projektu. O pełne gwarancje dopominały się także banki. W oświadczeniu z 2007 roku, podpisanym przez sześć największych banków inwestycyjnych Wall Street (Citigroup, Credit Suisse, Goldman Sachs, Lehman Brothers, Merrill Lynch i Morgan Stanley), poinformowały one USDOE, że nie zamierzają rozszerzać zakresu akcji kredytowej w odniesieniu do nowych elektrowni jądrowych, jeżeli podatnicy nie przejmą 100% ryzyka[48].

W oświadczeniu z 2007 roku, podpisanym przez sześć największych banków inwestycyjnych Wall Street, poinformowały one USDOE, że nie zamierzają rozszerzać zakresu akcji kredytowej w odniesieniu do nowych elektrowni jądrowych, jeżeli podatnicy nie przejmą 100% ryzyka.

W stanach, w których rynek jest w mniejszym stopniu zliberalizowany, a przedsiębiorstwa stosują regulowane taryfy (uwzględniające określony poziom aktywów), gwarancje kredytowe mogą odgrywać mniejszą rolę. Jeżeli lokalny regulator zgodzi się – jak miało to już miejsce w kilku przypadkach – na odzyskiwanie (naliczanie odbiorcom) przez dane przedsiębiorstwo poniesionych kosztów jeszcze przed ukończeniem budowy elektrowni, istotna część ryzyka przedsiębiorstwa zostanie przesunięta na konsumentów. W takim przypadku instytucje finansowe mogą zaoferować pożyczki na znacznie atrakcyjniejszych warunkach niż w sytuacji, gdy elektrownia musi sprostać konkurencji na rynku.

Wzrósł także zakres dotacji. Początkowo mówiono o objęciu nimi maksymalnie trzech obiektów (do sześciu reaktorów), potem zaś o gwarancjach kredytowych dla maksymalnie trzech reaktorów z każdej „innowacyjnej grupy konstrukcji". Do 2008 roku Komisja Regulacyjna Energetyki Jądrowej (NRC) zakwalifikowała jako „innowacyjne" pięć projektów konstrukcji, co oznacza, że o gwarancje kredytowe może się ubiegać łącznie do 15 reaktorów. Pięć wspomnianych konstrukcji to: Westinghouse AP 1000, GE-Hitachi ESBWR, GE-Hitachi ABWR[29]; Areva NP EPR i Mitsubishi APWR.

Gdy program ruszał w 2002 roku, poziom kosztów budowy szacowano na 1 000 USD/kW, a zakres gwarancji potrzebnych dla sześciu reaktorów po ok. 1 400 MW, z których każda miałaby pokryć 50% łącznych kosztów, na ok. 4,2 mld USD. Lecz w roku 2008, gdy mowa jest o 15 reaktorach, kosztach 6 000 USD/kW i pokryciu do 80% kosztów, na gwarancje trzeba by przeznaczyć ponad 100 mld USD.

Ustawa energetyczna przyjęta w 2007 roku zagwarantowała na lata 2008/09 budżet USDOE przeznaczony na gwarancje kredytowe dla elektrowni jądrowych do wysokości 18,5 mld USD. W lutym 2009 roku USDOE umieścił na tzw. krótkiej liście kandydatów do przyznania tych gwarancji pięć projektów: Southern Company (Vogtle), South Carolina Electric & Gas (Summer),

48 Komentarze inwestorów do zasad zaproponowanych przez USDOE, 2 lipca 2007.
49 Toshiba może także oferować ABWR niezależnie od GE-Hitachi.

UniStar Nuclear Energy (Calvert Cliffs), NRG (South Texas) oraz Comanche Peak. Listę skrócono następnie do czterech pozycji, gdy w maju 2009 roku Comanche Peak przeniesiono na listę projektów rezerwowych. Załącznik 4 zawiera szczegółowy opis stanu zgłoszonych projektów jądrowych w Stanach Zjednoczonych.

4.1. Prawdopodobne rezultaty

Wszystkie konstrukcje reaktorów ocenianych przez NRC wywołują istotne wątpliwości. APWR był przez ok. dziesięciu lat bliski wprowadzenia do komercyjnej eksploatacji w Japonii, ale z niejasnych powodów nie złożono w końcu żadnego zamówienia. W Stanach Zjednoczonych na konstrukcję tę zdecydował się tylko jeden klient, jeżeli więc projekt amerykański nie będzie kontynuowany, a japońskie zamówienia będą się nadal opóźniać, przyszłość APWR stanie pod znakiem zapytania.

Zainteresowanie konstrukcją ESBWR poza Stanami Zjednoczonymi jest niewielkie, a od 2008 roku trzech z pięciu klientów z USA już z niej zrezygnowało. Ci trzej klienci w miażdżący sposób skomentowali niepewność prognoz kosztów budowy oraz stopień gotowości konstrukcji do komercyjnego wykorzystania. Pozostali dwaj klienci (Dominion and DTE Energy) nie znajdują się na krótkiej liście kandydatów do gwarancji kredytowych. Jeżeli zamówienia te nie dojdą do skutku, dalsze istnienie ESBWR będzie zagrożone, zaś jeśli ESBWR nie wejdzie na rynek, zagrozi to przyszłości GE jako dostawcy reaktorów.

Reaktor ABWR znalazł tylko jednego klienta (NRG), którego projekt borykał się pod koniec 2009 roku z poważnymi problemami z powodu rosnących kosztów. Istotną zaletą ABWR jest to, że konstrukcja ta została już sprawdzona i dysponuje wydanym przez dozór jądrowy (NRC) pozwoleniem. Ważność tego pozwolenia wygasa jednak w 2012 roku i w przypadku jakichkolwiek nowych zamówień trzeba będzie czekać na jego odnowienie. NRC nie podała jeszcze, jakiego zakresu koniecznych zmian należy się spodziewać – np. w dziedzinie odporności konstrukcji na uderzenie spadającego samolotu. Wspomniana zaleta ABWR przestanie mieć znaczenie, jeżeli lista zmian będzie obszerna, a proces odnowienia ważności pozwolenia wydłuży się.

Wizerunek EPR bardzo ucierpiał w wyniku problemów w Olkiluoto (i Flamanville) oraz trudności związanych z zastrzeżeniami zgłoszonymi przez europejskie organy dozoru jądrowego w odniesieniu do układów kontrolnych i oprzyrządowania. Wygląda na to, że trzy z sześciu projektów EPR są w stanie „uśpienia" i tylko realizacja projektu Calvert Cliffs osiągnęła wysoki stopień zaawansowania.

Najmocniejsza wydaje się pozycja AP 1000. Konstrukcja ta ma znaleźć się w prawie połowie zgłoszonych do realizacji bloków (w 14 na 31), a wśród czterech projektów z krótkiej listy gwarancji kredytowych dwa to projekty uwzględniające AP 1000 – w tym projekt, który zostanie prawdopodobnie zrealizowany najszybciej, czyli Vogtle. Wygląda na to, że z żadnego projektu przewidującego budowę AP 1000 na razie nie zrezygnowano, chociaż projekt TVA (Bellefonte) zaczyna budzić wątpliwości. Konstrukcja otrzymała już pozwolenie od NRC (2006), ale Westinghouse i Toshiba następnie wniosły do niej poprawki, których zatwierdzenie nie nastąpi przed rokiem 2011. Firmy te mają po obu stronach Atlantyku problemy z zewnętrznymi osłonami bezpieczeństwa. W lutym 2010 roku brytyjski dozór jądrowy zgłosił tę kwestię w formie oficjalnego „zastrzeżenia ze strony organu dozoru"[50].

Istniejące gwarancje kredytowe przyznane przez rząd USA do końca 2009 roku – 18,5 mld USD – wystarczą prawdopodobnie tylko na dwa projekty. Istnieje także problem z ustaleniem opłat, jakie przedsiębiorstwa powinny uiścić za otrzymanie tych gwarancji. Przy założeniu, że takie gwarancje to właściwie polisa ubezpiecze-

50 Jeżeli problem zgłoszony w zastrzeżeniu nie zostanie w tym przypadku rozwiązany w określonym czasie, organy dozoru mogą odmówić wydania pozwolenia *generic design approval*; patrz http://news.hse.gov.uk/2010/02/16/hse-raise-regulatory-issue-ri-against-westinghouses-ap1000-nuclear-reactor-design/.

niowa, „składka" powinna odzwierciedlać ryzyko niespłacenia kredytu. Biuro Budżetowe Kongresu USA oszacowało poziom ryzyka netto na 25% (brutto 50%, ale połowę kosztów można by odzyskać wyprzedając urządzenia i wyposażenie). Wydaje się mało prawdopodobne, żeby przedsiębiorstwa – pożyczające np. 10 mld USD na projekt obejmujący dwa bloki – były gotowe zapłacić 2,5 mld USD, żeby otrzymać gwarancje kredytowe. Wnioskowana przez przedsiębiorstwa wysokość opłaty to 1%[51], ale taka wartość jest raczej politycznie nie do zaakceptowania.

W lutym 2010 roku administracja Obamy zatwierdziła podniesienie w swoim budżecie na 2011 rok kwoty przeznaczonej na gwarancje kredytowe – z 18,5 do 54,5 mld USD (co wystarczy być może na 12 bloków)[52]. Także w lutym 2010 USDOE ogłosił, że gwarancje w wysokości 8,33 mld USD przeznaczono na projekt Vogtle (stan Georgia), obejmujący dwa reaktory AP 1000[53]. Oczekiwano, że przyznane środki pokryją 7% kosztów (przynajmniej z punktu widzenia właściciela – Georgia Power), ale nie ujawniono wysokości opłaty, którą pobrano za udzieloną gwarancję. Prognozowane koszty elektrowni osiągnęły więc poziom ok. 11,9 mld USD albo 5 000 USD/kW. Komisja ds. Usług Publicznych Georgii pozwoliła już przedsiębiorstwu Georgia Power na rozpoczęcie odzyskiwania kosztów budowy – poprzez pobieranie opłat od korzystających ze zmonopolizowanych usług klientów (patrz załącznik 4). Każdy bank, który pożycza pieniądze na ten projekt, korzysta więc z podwójnej ochrony: na koszt rządu federalnego (czyli podatników) w formie gwarancji kredytowych oraz na koszt konsumentów (w formie gwarancji odzyskania kosztów).

Ten model podwójnej ochrony dowodzi, iż budowa elektrowni jądrowych jest możliwa pod warunkiem, że rząd jest gotowy udostępnić odpowiednio wysokie subwencje. Nie wydaje się jednak, że wystarczy ich na więcej niż kilka pokazowych bloków – zwłaszcza jeżeli pojawią się zakłócenia w realizacji projektów, a podatnicy i konsumenci będą musieli pokryć dodatkowe koszty.

51 *Change to DOE Guarantee Program Boosts Nuclear Hopefuls; Size of Fee Remains an Issue*, „Electric Utility Week", 14 grudnia 2009.

52 *A Look at Obama's 2011 Budget for Gov't Agencies*, „Associate Press", 1 lutego 2010.

53 *Obama To Help Fund Nuclear Reactors*, „Washington Post", 17 lutego 2010.

Redjar

5. Program w Wielkiej Brytanii

Program brytyjski bazuje na zupełnie innych założeniach niż amerykański. Rząd Wielkiej Brytanii nigdy nie twierdził, że energia jądrowa ma być bezpośrednio konkurencyjna wobec energii ze źródeł kopalnych. Ta konkurencyjność pojawiłaby się jednak, gdyby przyjąć, że cena emisji CO_2 osiągnie poziom 36 EUR/tonę. Zamówienia na nowe obiekty nie wymagałyby wtedy subwencji – pod warunkiem, że zostałyby podjęte określone decyzje w sprawie zachęt pozafinansowych, zwłaszcza w zakresie procedur planowania i zatwierdzania projektów instalacji. Analizując w 2008 roku na nowo ekonomikę energetyki jądrowej, rząd zakładał, że koszt budowy wynosi 1 250 GBP/kW (2 000 USD/kW), co oznaczałoby realny wzrost o ok. 20% w porównaniu z danymi z 2002 roku[54].

Rządowy organ dozoru jądrowego – Inspektorat Instalacji Jądrowych (Nuclear Installations Inspectorate, NII) – rozpoczął w 2007 roku badanie czterech różnych konstrukcji: AP 1000 (Westinghouse/Toshiba), NP EPR (Areva), ESBWR (GE-Hitachi) oraz kanadyjskiego reaktora ciężkowodnego ACR 1000 (udoskonalonego reaktora CANDU). Przyjęto założenie, że certyfikaty dopuszczeniowe otrzymają ostatecznie maksymalnie trzy konstrukcje, co zapewni przedsiębiorstwom energetycznym możliwość wyboru. Większość obserwatorów spodziewała się, że będą to EPR oraz AP 1000, i tak się faktycznie stało. ACR 1000 szybko wycofano, a latem 2008 roku wyeliminowano także ESBWR.

NII miał poważne problemy z pozyskaniem odpowiedniej liczby inspektorów do realizacji swoich zadań i w listopadzie 2008 roku nadal brakowało 40 osób (20% stanu) do obsady docelowej liczby etatów. W lipcu 2009 roku niedobór wynosił 54 inspektorów (24% stanu)[55]. Kilka przedsiębiorstw działających w Wielkiej Brytanii (zwłaszcza EDF) zapowiedziało, że zakłada możliwość składania zamówień bez dotacji.

Jednak realnie rzecz ujmując należy zauważyć, że zamówień nie będzie można składać przez najbliższe pięć lat – w związku z czasem potrzebnym na dopuszczenie konstrukcji przez organy dozoru oraz uzyskanie pozwoleń lokalizacyjnych. Trzy przedsiębiorstwa zaangażowały się bardzo poważnie na rzecz zamówień w Wielkiej Brytanii: EDF, RWE oraz E.ON, przy czym dwa ostatnie występują w ramach jednego konsorcjum. EDF przejął w 2008 roku brytyjskie przedsiębior-

54 Departament ds. Działalności Gospodarczej, Przedsiębiorczości i Reformy Regulacyjnej, „Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Nuclear Power", Cm 7296, Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform, HMSO, Londyn, s. 61, http://www.berr.gov.uk/files/file43006.pdf.

55 *UK's NII Short on Inspectors, Sees Years of Recruitment Struggle*, „Inside NRC", 20 lipca 2009, s. 9.

stwo energetyczne British Energy za ok. 15 mld EUR, zaś konsorcjum RWE/E.ON zakupiło w 2009 roku za kilkaset milionów euro tereny sąsiadujące z istniejącymi elektrowniami jądrowymi. EDF i RWE/E.ON zamierzają zamówić po cztery bloki o łącznej mocy od 10 do 12 GW. EDF wybierze przypuszczalnie konstrukcję EPR, a RWE/E.ON nie wybrało jeszcze dostawcy.

5.1. Prawdopodobne rezultaty

Chociaż rząd brytyjski będący u władzy w 2009 roku podejmował intensywne działania na rzecz ożywienia zamówień na elektrownie jądrowe w Wielkiej Brytanii, nie ma gwarancji, że równie mocne będzie zaangażowanie ekipy rządzącej w okresie, gdy zamówienia będą składane. EDF także bardzo się zaangażował w nadziei na przyszłe zamówienia, czego dowodem jest nabycie British Energy za 15 mld EUR w 2009 roku. Cena zakupu wydaje się znacznie przewyższać wartość przejętych aktywów i ma sens tylko w kontekście przyszłych zamówień na elektrownie.

British Energy (BE) stało się niewypłacalne w 2002 roku z powodu swoich wysokich kosztów operacyjnych (ok. 16 GBP/MWh), które były w tamtym okresie trochę wyższe niż ceny sprzedawanej przez przedsiębiorstwo energii. Od tamtego czasu koszty operacyjne rosły z roku na rok i w okresie 2008/09 osiągnęły poziom 41,3 GBP/MWh. British Energy było w stanie zachować wypłacalność, ponieważ na hurtowym rynku energii obowiązywały w tym samym okresie bardzo wysokie ceny – BE otrzymywało 47 GBP/MWh. Jeżeli koszty operacyjne będą nadal rosły i/lub ceny hurtowe energii spadały (pod koniec 2009 roku były one niższe niż w najdroższym roku 2008), BE stanie ponownie w obliczu upadku. Teoretycznie EDF mógłby po prostu pozbyć się British Energy (zakupu dokonała spółka Lake Acquisitions, w pełni zależna od EDF), ale nie byłoby to do zaakceptowania pod względem politycznym. Konsorcjum RWE/E.ON zainwestowało kilkaset milionów funtów w opcje na zakup terenów, ale jeżeli nie skorzysta z tych opcji, może niewielkim kosztem zrezygnować z udziału w brytyjskim programie jądrowym.

Na początku 2010 roku Wielkiej Brytanii nadal brakowało od 3 do 4 lat, aby zakończyć badania w zakresie bezpieczeństwa i uzyskać możliwość wydawania decyzji lokalizacyjnych, a dopiero po spełnieniu tych warunków można będzie składać potwierdzone zamówienia. Inne opcje – jak źródła odnawialne czy podnoszenie efektywności energetycznej – nie będą wtedy najprawdopodobniej dopracowane na tyle, żeby stanowić alternatywę. Wielka Brytania będzie musiała zamawiać elektrownie jądrowe, żeby nie dopuścić do przerw w zasilaniu, a rząd będzie musiał godzić się na wszelkie żądania przedsiębiorstw energetycznych.

Pierwszy istotny wyłom w rządowej polityce nieprzyznawania subwencji pojawił się w lutym 2010 roku, gdy minister energetyki Ed Miliband powiedział w wywiadzie dla „The Times":

System Neta [brytyjski hurtowy rynek energii], w którym energią elektryczną obraca się w ramach kontraktów między kupującymi i sprzedającymi albo w ramach wymiany mocy, nie daje skutecznych gwarancji deweloperom farm wiatrowych i elektrowni jądrowych. Jedną z możliwości byłby powrót to systemu „płatności za moc", w którym podmioty eksploatujące elektrownie otrzymywałyby opłaty za moc wytworzoną oraz moc udostępnioną. Płatności takie mają na celu zagwarantowanie stabilnej sytuacji podmiotom inwestującym w energetykę odnawialną i jądrową.[56]

Następnego dnia krajowy regulator rynku energii oznajmił:

Niespotykany dotąd splot czynników – światowego kryzysu finansowego, ostrych wymogów środowiskowych, wzrostu zależności od importowanego gazu i zamykania starzejących się elektrowni – każe wątpić, czy obecnie obowiązujące reguły energetyczne zagwarantują bezpieczne i zrównoważone dostawy energii (…). Narasta zgodne przekonanie, że pozostawienie obecnego systemu reguł rynkowych i innych bodźców w niezmienionej formie nie wchodzi w grę.[57]

Jeżeli w wyniku tych dwóch oświadczeń elektrownie jądrowe otrzymają duże „płatności za moc" niezależnie od tego, czy pracują, a koncepcja rynku hurtowego zostanie porzucona na rzecz systemu opartego w znacznie większym stopniu na „planowaniu" (a więc mniej ryzykownego), będzie można skutecznie zagwarantować (z pieniędzy konsumentów) przychody eksploatatorów elektrowni jądrowych, co umożliwi redukcję ryzyka ekonomicznego energetyki jądrowej i jej tanie finansowanie.

56 *Labour Prepares To Tear Up 12 Years of Energy Policy*, „The Times", 1 lutego 2010.

57 Ofgem [Office of Gas and Electricity Markets], „Action Needed To Ensure Britain's Energy Supplies Remain Secure", komunikat prasowy R5, luty 2010, http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/Ofgem%20-%20 Discovery%20phase%20II% 20Draft%20v15.pdf.

© Trey Ratcliff

6. Niemcy

Niemcy eksploatują 17 reaktorów energetycznych. W 2002 roku parlament przyjął Ustawę o rezygnacji z energii jądrowej, nakazującą stopniowe zamykanie tych obiektów – średnio po 32 latach eksploatacji. Przedsiębiorstwa energetyczne otrzymały jednak do wykorzystania „pulę energii atomowej" w wysokości 2 623 mld kWh (odnoszącą się do rocznej światowej produkcji energii jądrowej) i mogą „przekazywać" nadmiarowe kilowatogodziny między reaktorami. W ramach ustawy zamknięto już dwa bloki (Stade i Obrigheim). Trzeci obiekt (Mülheim-Kärlich) zamykano stopniowo od 1988 roku i wreszcie wyłączono go ostatecznie. Budowa nowych elektrowni i przerób zużytego paliwa (poza paliwem dostarczonym do zakładów przetwórczych do 30 czerwca 2005 roku) są zakazane.

Niektórzy oczekiwali, że utworzenie nowego rządu Angeli Merkel we wrześniu 2009 roku doprowadzi do odwrotu od polityki rezygnacji z energetyki jądrowej, a być może nawet do pojawienia się nowych zamówień. Jednak nowa koalicja CDU/CSU–FDP podeszła do zmian wspomnianej ustawy bardzo ostrożnie. Rząd zasygnalizował możliwość przedłużenia okresu eksploatacji istniejących elektrowni, ale postanowił nie rezygnować ze strategii odchodzenia od energii atomowej[58] i zapowiedział na jesień 2010 roku analizę niemieckiej polityki energetycznej, szczegółową ocenę sytuacji i sformułowanie strategii rządowej, uwzględniającej także możliwość odwrotu od polityki rezygnacji z energetyki nuklearnej.

Dwa największe przedsiębiorstwa energetyczne – RWE i E.ON – chciałyby rzecz jasna budować nowe elektrownie jądrowe, ale najwyższy priorytet będzie miało przedłużenie okresu eksploatacji istniejących obiektów. Dwa z nich – Neckarwestheim 1 i Biblis A – zostaną zamknięte w 2010 roku, jeżeli rząd nie podejmie żadnych działań. Kiedy istniejący obiekt pracuje dłużej, poniesione w początkowej fazie koszty kapitałowe są już spłacone, więc jeżeli nie pojawi się potrzeba kosztownego remontu lub modernizacji, będzie można tam wytwarzać bardzo tanią energię elektryczną. Z szacunkowych wyliczeń niemieckiego ekonomisty Wolfganga Pfaffenbergera wynika, że w przypadku przedłużenia okresu eksploatacji 17 reaktorów do 60 lat zostaną wygenerowane dodatkowe zyski w wysokości nawet 200 mld EUR[59]. Rząd nadal usiłuje znaleźć odpowiedź na pytanie o możliwość prawnego uzasadnienia dla „wykorzystania" tych niespodziewanych zysków, które pojawią się, jeżeli politycy pozwolą przedsiębiorstwom dłużej eksploatować istniejące elektrownie.

58 *New German Government Will Postpone Nuclear Policy Decisions until Late 2010*, „Nucleonics Week", 5 listopada 2009.
59 *Tax Revenue from Longer Lifetimes No Incentive for New German Regime*, „Nucleonics Week", 4 grudnia 2009.

© Simone Ramella

7. Inne rynki

Chociaż wiele krajów deklaruje zainteresowanie nowymi elektrowniami jądrowymi, okres od „wyrażenia zainteresowania" do rzeczywistego złożenia zamówienia jest bardzo długi i można w tym czasie doświadczyć wielu niepowodzeń. Z tego powodu w tym rozdziale skoncentrujemy się więc na rynkach kluczowych – zwłaszcza włoskim – oraz takich, gdzie zostały ogłoszone już przetargi (np. RPA i Kanadzie), a także takich, na których podejmuje się próby wznowienia prac nad niedokończonymi obiektami.

7.1. Zjednoczone Emiraty Arabskie

W grudniu 2009 roku Zjednoczone Emiraty Arabskie zamówiły w Korei Płd. cztery reaktory jądrowe (wykorzystujące technologię AP 1400), które pokonały w przetargu konsorcja pod przewodnictwem EDF (wspólnie z GDF Suez, Areva i Total – konstrukcja EPR) oraz GE-Hitachi (brak danych na temat technologii)[60]. Kontrakt podpisany z Korea Electric przewiduje, że firma ta zbuduje i będzie eksploatować elektrownie, z których pierwsza ma zostać uruchomiona w 2017, a ostatnia do 2020 roku. KEPCO zajmie się projektem, budową i utrzymaniem reaktora, a niektóre prace zleci podwykonawcom: m.in. firmom Hyundai, Doosan i Samsung. Warunki kontraktu i jego zakres są nieznane, ale pojawiły się informacje, że umowa opiewa na 20,4 mld USD. Południowokoreańska oferta okazała się podobno o 16 mld USD tańsza od francuskiej, a oferta GE-Hitachi – znacznie droższa od tej ostatniej[61]. Nie jest to prawdopodobnie całościowy projekt „pod klucz" (z ustaloną ceną). Firmy południowokoreańskie obejmą część udziałów w *joint venture*, utworzonym wspólnie z państwowymi przedsiębiorstwami z ZEA, mającymi przejąć eksploatację elektrowni po ukończeniu ich budowy[62]. Nie jest jasne, w jaki sposób elektrownie będą finansowane. Można w tym projekcie dostrzec wiele niepewnych punktów:

- Technologia jest niesprawdzona. Dotychczasowe doświadczenia w zakresie budowy takich reaktorów ograniczają się do okresu ok. roku.
- W regionie istnieje niewielkie know-how w dziedzinie technologii nuklearnych.

60 *Korea Wins Landmark Nuclear Deal*, „Korea Herald", 28 grudnia 2009.
61 *UAE: Middle East Leads Rally in Nuclear Plant Orders*, „Right Vision News", 12 stycznia 2010.
62 *South Korean Consortium Awarded UAE Nuclear Contract*, „International Oil Daily", 29 grudnia 2009.

- Termin realizacji będzie bardzo trudny do dotrzymania, a cena kontraktowa wydaje się niższa o ok. 40% od cen wynikających z kalkulacji doświadczonych przedsiębiorstw amerykańskich.
- Południowokoreański sektor jądrowy nie ma doświadczenia w eksporcie reaktorów.
- Brakuje infrastruktury i instytucji potrzebnych do eksploatacji elektrowni jądrowych w ZEA – np. organ dozoru jądrowego utworzono dopiero pod koniec 2008 roku.

7.2. RPA

Republika Południowej Afryki pokładała od 1998 roku swoje nadzieje związane z programem jądrowym w modułowym reaktorze ze złożem usypanym (PBMR). W 2006 roku okazało się jednak, że projekt PBMR będzie miał (w najlepszym przypadku) wielkie opóźnienia, a w najgorszym – nie zostanie w ogóle zrealizowany. Bardzo mało prawdopodobne jest uruchomienie PBMR przed 2020 rokiem – nawet jako instalacji pokazowej – a państwowe przedsiębiorstwo południowoafrykańskie Eskom nie zamierza zamówić ani jednego bloku w tej technologii.

Chociaż wiele krajów deklaruje zainteresowanie nowymi elektrowniami jądrowymi, okres od „wyrażenia zainteresowania" do rzeczywistego złożenia zamówienia jest bardzo długi i można w tym czasie doświadczyć wielu niepowodzeń.

Rząd RPA i Eskom zaczęły wtedy mówić o programie tzw. konwencjonalnych elektrowni jądrowych. Tak jak w przypadku PBMR, prognozy dotyczące okresu realizacji oraz kosztów były dramatycznie mało realistyczne. W 2006 roku[63] południowoafrykański rząd zakładał, że nowy blok zostanie uruchomiony w latach 2010–2012.

W połowie 2007 roku Eskom deklarował zamiar budowy nowych elektrowni jądrowych o łącznej mocy 20 000 MW do 2025 roku, ale ukończenie pierwszego bloku przesunęło się na rok 2014[64]. Firma spodziewała się kosztów budowy na poziomie 2 500 USD/kW. W styczniu 2008 roku Eskom otrzymał dwie oferty w ramach przetargu ogłoszonego w listopadzie 2007 na budowę w najbliższym czasie nowych źródeł jądrowych o mocy 3 200–3 400 MW, a docelowo – 20 000 MW do 2025 roku. Pierwszą ofertę – na dwa EPR-y w najbliższym czasie plus dziesięć w dłuższej perspektywie – złożyła Areva. Drugą – na 3 reaktory AP 1000 (oraz kolejne 17 w dalszej perspektywie) – złożył Westinghouse[65]. Obaj oferenci twierdzili, że były to oferty „pod klucz", ale nie jest jasne, czy rzeczywiście chodziło o gwarancję stałej ceny, czy o to, że kontrakt obejmuje całość elektrowni.

Później pojawiły się informacje, że oferty opiewały na ok. 6 000 USD/kW, czyli były ponad dwukrotnie droższe, niż oczekiwano[66]. Nie był więc zaskoczeniem fakt, że Eskom unieważnił przetarg w grudniu 2008 roku z powodu zbyt dużego zakresu spodziewanych inwestycji[67]. Stało się tak, chociaż Coface (francuska agencja rządowa, zajmująca się udzielaniem gwarancji kredytowych) zadeklarowała pomoc, a Areva – znalezienie 85% środków na sfinansowanie projektu[68]. W lutym 2009 roku Eskom zrezygnował także z planów budowy PBMR-ów[69]. Przedsiębiorstwo wprawdzie nadal twierdzi, że zamierza zamówić elektrownie jądrowe, ale wydaje się mało prawdopodobne, że będzie w stanie sfinansować te obiekty.

Magazyn „Engineering News" poinformował, że głównym problemem był rating kredytowy Eskomu:

Agencja ratingowa Standard & Poor's stwierdziła w czwartek, że południowoafrykański skarb państwa musiałby poszerzyć zakres „bezwarunkowych, terminowych gwarancji" i objąć nimi całe zadłużenie Eskomu, jeżeli przedsiębiorstwo chciałoby utrzymać swój obecny inwestycyjny rating kredytowy BBB+. Oczekiwano od skarbu państwa informacji na te-

63 *SA Going Nuclear*, ,,Sunday Times'' (South Africa), 24 czerwca 2006.
64 *Cabinet Mulls Policy as Eskom Launches Consultation on New Plant*, ,,Nucleonics Week'', 7 czerwca 2007.
65 *Eskom Gets Bids for Two EPRS, Three AP1000s, Bigger 'Fleet'*, ,,Nucleonics Week'', 7 lutego 2008.
66 *Big Cost Hikes Make Vendors Wary of Releasing Reactor Cost Estimates*, ,,Nucleonics Week'', 11 września 2008.
67 *Eskom Cancels Tender for Initial Reactors*, ,,Nucleonics Week'', 11 grudnia 2008.
68 *Nuclear Bid Had Funding – AREVA*, ,,The Star'', 30 stycznia 2009.
69 PBMR pty, ,,PBMR Considering Change in Product Strategy'', oświadczenie dla mediów, 5 lutego 2009, http://www.pbmr.co.za/index.asp?Content=218&Article=104&Year=2009.

mat szczegółów pakietu gwarancyjnego. W końcu zarząd Eskomu podjął decyzję o wstrzymaniu procedur mających na celu wyłonienie preferowanego oferenta do realizacji projektu Nuclear-1.[70]

Z powyższej relacji wynika, że same gwarancje kredytowe nie wystarczą do skutecznego pozyskiwania funduszy na projekty. Jeżeli rating kredytowy przedsiębiorstwa jest zagrożony, trudno będzie kontynuować działania.

7.3. Kanada

W 2007 roku Ontario Power Authority (OPA) – organ publiczny odpowiedzialny za plany systemu energetycznego Ontario – zakładało, że elektrownie jądrowe można budować po cenie ok. 2 900 CAD/kW[71]. Rząd Kanady ogłosił 16 czerwca 2008 roku, że dwa bloki nowej elektrowni zostaną zlokalizowane w Darlington (Ontario), a 20 maja 2009 roku do mediów wyciekła informacja, że rząd Ontario wybrał ofertę AECL – pokonanymi oferentami byli Areva i Westinghouse – na budowę pierwszej od 25 lat nowej kanadyjskiej elektrowni atomowej. Zakładano, że dwa nowe reaktory rozpoczną pracę do 2018 roku. Rząd prowincji uzależnił jednak podobno swoją zgodę na realizację inwestycji od udzielenia przez rząd federalny gwarancji kredytowych na pokrycie ryzyka finansowego[72]. Wpłynęły trzy oferty (w tym jedna Arevy i jedna AECL), ale tylko oferta AECL spełniała wymóg pokrycia przez dostawcę ryzyka związanego z budową. Jak powiedział minister energetyki i infrastruktury Ontario George Smitherman, jedynie oferta AECL odpowiadała wymogom prowincji w zakresie przejęcia przez dostawcę całego ryzyka wzrostu kosztów[73].

Same gwarancje kredytowe nie wystarczą do skutecznego pozyskiwania funduszy na projekty. Jeżeli rating kredytowy przedsiębiorstwa jest zagrożony, trudno będzie kontynuować działania.

W prasie pojawiła się informacja na temat zawartości ofert[74]. Z doniesień wynikało, że niespełniająca warunków zamówienia oferta Arevy opiewała na 23,6 mld CAD (21 mld USD) za dwa EPR-y po 1 600 MW każdy – albo w przeliczeniu 7 375 CAD/kW (6 600 USD/kW). Zgodna z warunkami zamówienia oferta AECL to odpowiednio 26 mld CAD (23 mld USD) za dwa reaktory ACR 1000 (po 1 200 MW każdy) – albo w przeliczeniu 10 800 CAD/kW (9 600 USD/kW). Oferta spełniająca warunki zamówienia zawierała więc ceny prawie cztery razy wyższe od prognoz cenowych OPA sprzed zaledwie dwóch lat. Ceny z trzeciej oferty (Westinghouse'a) mieściły się podobno w przedziale między cenami Arevy i AECL. Nie dziwi więc, że Ontario podjęło decyzję o wstrzymaniu przetargu.

Areva zakwestionowała później opublikowane ceny, ale nie chciała podać ceny rzeczywiście zaoferowanej. Informowano także o różnych dodatkowych elementach nieujętych w „cenie OVN", w tym o budowie infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej (w celu dostarczania energii z Darlington do klientów z północno-wschodnich stanów USA), cenie paliwa na 60 lat pracy oraz kosztach likwidacji[75].

Niepowodzenie AECL w tym przetargu stawia pod znakiem zapytania przyszłość przedsiębiorstwa jako dostawcy reaktorów. AECL wystawiono na sprzedaż pod koniec 2009 roku[76].

7.4. Turcja

Turcja organizuje przetargi na elektrownie jądrowe od ok. 30 lat, ale nie złożyła jeszcze żadnego zamówienia. W 2008 roku ogłosiła przetarg na 3 000–5 000 MW nowej mocy ze źródeł jądrowych.

70 *Eskom Terminates Nuclear 1 Procurement Process, but SA Still Committed to Nuclear*, „Engineering News", 5 grudnia 2008.
71 *Nuclear Bid Rejected for 26 Billion: Ontario Ditched Plan for New Reactors over High Price Tag That Would Wipe Out 20-Year Budget*, „Toronto Star", 14 lipca 2009.
72 *AECL Favoured to Build Ontario Reactors: Sources*, „The Globe and Mail", 20 maja 2009.
73 *Areva Disputes EPR Cost Figure as Canadians Grapple with Risk Issue*, „Nucleonics Week", 23 lipca 2009.
74 *Nuclear Bid Rejected*, „Toronto Star", 14 lipca 2009.
75 *Areva Disputes EPR Cost*, „Nucleonics Week", 23 lipca 2009.
76 „Pod ciężarem rekordowego deficytu torysi szukają chętnych na pion reaktorów AECL. Reaktory CANDU są chlubą kanadyjskiej myśli technicznej i sprzedaż wywołuje obawy, że technologia opuści kraj", w: *Canada Puts Its Nuclear Pride on the Block*, „The Globe and Mail", 18 grudnia 2009.

Oferenci musieliby nie tylko pokryć koszty budowy, lecz także eksploatować elektrownie przez 15 lat oferując energię po stałej cenie[77]. Poziom ryzyka był więc z punktu widzenia dostawców niezmiernie wysoki. Pojawiały się doniesienia o zainteresowaniu ze strony takich dostawców jak GE-Hitachi, Toshiba/Westinghouse, Korea Electric czy Areva. Gdy jednak w styczniu 2009 roku upłynął (wymagający uprzednio przedłużenia) termin składania ofert, okazało się, że jedyną ofertę złożył rosyjski dostawca, AtomStroyExport (ASE). Cena ofertowa wynosiła podobno 211,6 USD/MWh[78]. Skorygowaną ofertę z ceną 151,6 USD/MWh złożono po przedstawieniu rządowi przez TETAS (państwowe przedsiębiorstwo obrotu energią) raportu poprzetargowego, z którego wynikało, że zaoferowana pierwotnie cena była zbyt wysoka[79]. W listopadzie 2009 roku turecki rząd zrezygnował z przetargu, któremu groziło wtedy unieważnienie przez sąd w wyniku działań podjętych przez Turecką Izbę Inżynierów[80].

7.5. Włochy

W wyniku referendum z 1987 roku zamknięto działające we Włoszech cztery elektrownie jądrowe i wstrzymano budowę piątej. Rząd Berlusconiego przygotował ustawy, które umożliwią ponowne wykorzystanie energii jądrowej w tym kraju. W umowie podpisanej w lutym 2009 roku przez francuski EDF z największym włoskim przedsiębiorstwem energetycznym ENEL przewiduje się budowę czterech EPR-ów po 1 650 MW, a prace mają się rozpocząć już w 2013 roku.

ENEL nie wybrał jeszcze lokalizacji dla tych czterech bloków. Stwierdził, że koszty wyniosą od 4 do 4,5 mld EUR (5,9–6,6 mld USD) za blok albo w przeliczeniu – od 3 600 do 4 000 USD/kW[81]. Pojawiały się spekulacje na temat konkurencyjnych ofert na budowę elektrowni jądrowych – np. ofert konsorcjum pod przewodnictwem firmy A2A z siedzibą w Mediolanie (reaktory AP 1000) – ale projekty te są znacznie mniej zaawansowane niż działania koncernu ENEL.[82]

7.6. Brazylia

Brazylia eksploatuje dwa reaktory jądrowe, z których pierwszy (Angra 1) zamówiono w 1970 roku w firmie Westinghouse. Reaktor osiągnął stan krytyczny w 1981 roku. W 1975 roku Brazylia podpisała z Niemcami prawdopodobnie największy w dziejach energetyki jądrowej pojedynczy kontrakt, przewidujący budowę ośmiu reaktorów o mocy po 1 300 MW w ciągu 15 lat. Wyniki były katastrofalne. W związku ze stale rosnącym zadłużeniem państwa i wyraźnym zainteresowaniem brazylijskiej armii bronią jądrową zrezygnowano z realizacji praktycznie całego programu. Jedyny objęty nim reaktor (Angra 2) przyłączono do sieci w lipcu 2000, czyli 24 lata po rozpoczęciu budowy. Budowę reaktora Angra 3 wstrzymano w czerwcu 1991 roku. Mimo podejmowanych przez państwowe przedsiębiorstwo Electronuclear starań wznowienie robót było ciągle przekładane. Podobno prace ruszyły ponownie w październiku 2009, a ich zakończenie przewiduje się na 2015 rok[83]. W styczniu 2010 roku Areva NP złożyła wniosek do niemieckiego rządu o gwarancje kredytowe wartości 1,4 mld EUR (na ukończenie reaktora Angra 3) ze środków niemieckiego poręczyciela kredytów, agencji Hermes[84].

Ponadto rząd Brazylii zamierzał pod koniec 2009 roku wskazać lokalizacje czterech nowych reaktorów. Minister energetyki Edison Lobao zapowiedział, że każdy z bloków będzie kosztować ok. 3 mld USD i wytwarzać do 1 500 MW. Szacowane koszty na poziomie 2 000 USD/kW wydają się kompletnie nierealne i należy mocno wątpić, czy Brazylia osiągnie przez najbliższe pięć jakiś postęp w składaniu zamówień.

77 *GE-Hitachi Plans Bid To Build ABWR in Turkey; Other Vendors Cautious*, „Nucleonics Week", 11 września 2008.
78 *DJ Atomstroyexport Grp Revises Bid in Turkish Nuclear Tender – IHA*, „Prime-Tass English-language Business Newswire", 19 stycznia 2009.
79 *State-run TETAS Presents Report on Nuclear Power Tender to Energy Ministry*, „Turkey Today", 30 czerwca 2009.
80 *Turkey Scraps Nuclear Power Plant Tender*, „Agence France Presse", 20 listopada 2009.
81 *Enel Targets 2020 for Operation of First Italian EPR Unit*, „Nucleonics Week", 8 października 2009.
82 *Milan Utility A2A Could Become Hub of AP1000 Consortium for Italy*, „Nucleonics Week", 22 października 2009.
83 *Brazil: Angra 3 Works Start*, „Esmerk Brazil News", 13 października 2009.
84 *Siemens will Staatshilfe für Atom-Export*, „die Tagezeitung", 7 stycznia 2010.

7.7. Europa Wschodnia

W tej części skupimy się na próbach wznowienia prac przy budowie niedokończonych obiektów – głównie w Bułgarii, Rumunii i na Słowacji. Budowę nowych reaktorów rozważa się także w krajach bałtyckich, Polsce i Czechach, ale wszystkie te kraje od złożenia zamówienia dzieli jeszcze daleka droga. W Bułgarii, Rumunii i na Słowacji projekty ukończenia rozpoczętych obiektów mają do 10 lat opóźnienia, a realizacja tych projektów jest nadal bardzo niepewna.

7.7.1. Słowacja

Obiekt w Mochovcach miał wykorzystywać cztery radzieckie reaktory WWER 440. Prace wstrzymano w 1990 roku, a następnie wznowiono przy dwóch blokach, które ukończono w latach 1998 i 1999. W październiku 2004 roku włoski ENEL nabył 66% udziałów przedsiębiorstwa Slovenske Elektrarne (SE). Częścią złożonej przez ENEL oferty była propozycja zainwestowania prawie 2 mld EUR w nowe moce wytwórcze, w tym dokończenie trzeciego i czwartego bloku w Mochovcach. W lutym 2007 SE ogłosiło, że zamierza ukończyć te bloki oraz że ENEL zgodził się zainwestować 1,8 mld EUR. Komisja Europejska zezwoliła na wznowienie budowy w lipcu 2008 roku, ale wskazała na fakt, że reaktor nie ma dwustopniowej struktury obudowy bezpieczeństwa (*full containment*), stosowanej w większości nowoczesnych konstrukcji w Europie. KE zażądała od inwestora i krajowych organów dozoru doposażenia obiektu w celu zapewnienia ochrony przed skutkami uderzenia małego samolotu. Mimo nacisków słowackiego rządu prace udało się wznowić dopiero w czerwcu 2009 roku. Oba bloki mają zostać ukończone odpowiednio w latach 2012 i 2013.

7.7.2. Rumunia

Gdy w 1980 roku podpisywano kontrakt na budowę elektrowni atomowej Cernavodă, zamierzano umieścić w niej pięć reaktorów CANDU. Prace budowlane rozpoczęto w 1980 roku, później jednak wszystkie wysiłki skoncentrowano na ukończeniu pierwszego bloku, który uruchomiono w 1996 roku. Drugi blok ukończono w 2007 roku, a następnie opracowano plany ukończenia dwóch dodatkowych. Intensywnie promowano oferty stworzenia niezależnego podmiotu wytwórczego w ramach spółki przedsiębiorstwa SNN (które miało zbudować obiekt, a następnie wziąć na siebie jego eksploatację i utrzymanie) oraz inwestora prywatnego. Problemem okazało się finansowanie oraz związane z nim ciągłe opóźnienia. Początkowo ukończenie trzeciego bloku planowano na październik 2014, a czwartego – na połowę 2015 roku. Niedawno plany te zmieniono i według najnowszych pierwszy blok zostanie ukończony najwcześniej w 2016 roku[85].

7.7.3. Bułgaria

W 2003 roku rząd zadeklarował zamiar wznowienia prac budowlanych na obiekcie Belene w północnej Bułgarii. Budowę reaktora rozpoczęto pierwotnie w 1985 roku, ale na skutek zmian politycznych w 1989 roku prace zawieszono, a w 1992 formalnie wstrzymano. W 2004 roku zorganizowano przetarg na ukończenie instalacji jądrowych o mocy 2 000 MW. W październiku 2006 kontrakt o wartości 4 mld EUR podpisano z konsorcjum pod przewodnictwem rosyjskiej firmy AtomStroyExport (ASE).

Utworzono konsorcjum budowy Belene z państwowym przedsiębiorstwem NEK na czele. Zachowa ono pakiet kontrolny 51% udziałów, a pozostałe wystawiono na sprzedaż. Pod koniec 2008 roku ogłoszono, że inwestorem strategicznym zostało niemieckie RWE, które miało zainwestować 1,275 mld EUR oraz udostępnić z góry pożyczkę w wysokości 300 mln EUR. Doprowadziło to do utworzenia *joint venture* Belene Power Company w grudniu 2008 roku. Jednak później RWE wycofało się i pod koniec 2009 roku nadal poszukiwano źródeł finansowania[86].

85 *Economic Crisis Ends Romania's Plan for Majority Stake in Cernavodă 3, 4*, „Nucleonics Week", 3 września 2009.
86 *Moscow in Talks with Sofia Over Stake in Belene Nuke*, „Balkans Business Digest", 28 grudnia 2009.

7.7.4. Inne kraje

W 2009 roku państwowe czeskie przedsiębiorstwo ČEZ rozpoczęło procedurę przetargową na dwa nowe reaktory w Temelinie (gdzie dwa reaktory już pracują), z opcją na budowę trzeciego w innym istniejącym już obiekcie – w Dukovanach[87]. Z doniesień wynika, że oferty złożyły firmy Westinghouse, AtomStroyExport oraz Areva, ale ostateczna decyzja nie zostanie prawdopodobnie podjęta wcześniej niż na początku 2012 roku, a ukończenie trzech bloków przewiduje się odpowiednio na lata 2019, 2020 i 2023–25.

Polski rząd zadeklarował zamiar budowy nowych elektrowni jądrowych, ale plany te są w bardzo wczesnym stadium. Rząd litewski chciałby zastąpić wycofane niedawno z eksploatacji dwa reaktory produkcji radzieckiej, ale nie ma na to środków. Zamówienie na reaktor wydaje się mało prawdopodobne, jeżeli potencjalny dostawca nie zorganizuje transakcji w taki sposób, żeby wspólnik dostawcy był jednocześnie właścicielem i podmiotem eksploatującym elektrownię (jak Korea Electric uczyniło to w Zjednoczonych Emiratach Arabskich).

87 *CEZ Admits All Bidders for Temelin Construction to Second Stage*, „Czech Republic Today", 22 lutego 2010.

© Greenpeace / Nick Cobbing

8. Zestawienie kosztów według szacunków przedsiębiorstw

Dużo najnowszych prognoz kosztorysowych przedsiębiorstw nadeszło ze Stanów Zjednoczonych. Szacunki te mogą okazać się bardziej wiarygodne niż szacunki z innych krajów, ponieważ przedsiębiorstwa w USA muszą przedłożyć wiarygodne wyliczenia, aby uzyskać gwarancje kredytowe. Powinny także udokumentować koszty (które będą ponosić) stanowym urzędom regulacji. Do szacunków amerykańskich można już także dodać dane z trzech rozstrzygniętych przetargów oraz doświadczenia z Olkiluoto i Flamanville.

8.1. Stany Zjednoczone

Tabela 9: Koszty budowy elektrowni jądrowych w USA

Obiekt	Technologia	Szacunkowy koszt (w mld USD)	Szacunkowy koszt w USD/kW
Bellefonte 3, 4	AP 1000	5,6–10,4*	2 500–4 600
Lee 1, 2	AP 1000	11*	4 900
Vogtle 3, 4	AP 1000	9,9	4 190
Summer 2, 3	AP 1000	11,5	4 900
Levy 1, 2	AP 1000	14	5 900
Turkey Point 6, 7	AP 1000	15–18	3 100–4 500
South Texas 3, 4	ABWR	17	6 500
Grand Gulf	ESBWR	10+	6 600+
River Bend	ESBWR	10+	6 600+
Bell Bend	EPR	13–15	8 100–10 000
Fermi	ESBWR	10	6 600+

Źródło: Różne doniesienia prasowe
Uwaga: Szacunki oznaczone * to koszty OVN; pozostałe zawierają koszt odsetek.

W tabeli 9 zestawiono najnowsze szacunki kosztów budowy elektrowni jądrowych w USA. Z tabeli tej wynika kilka spostrzeżeń. Pierwsze jest takie, że większość szacunków – zwłaszcza tych najlepiej dopracowanych – dotyczy konstrukcji AP 1000. Razem z ABWR są to jedyne dwie konstrukcje, które mają za sobą procedurę dopuszczeniową NRC (chociaż obie są teraz ponownie oceniane) – i łatwiej jest oszacować koszty budowy, ponieważ konstrukcja jest zbliżona do ostatecznej. Trudno jednak wyciągnąć jednoznaczne wnioski na podstawie tej tabeli – poza takim, że obecne szacunki okazują się co najmniej cztery razy wyższe niż koszty podawane przez branżę jądrową (1 000 USD/kW) jeszcze pod koniec lat 90. ubiegłego wieku oraz że pod koniec 2009 roku koszty nie przestawały rosnąć. Podstawa podanych kosztów jest zróżnicowana: niektóre obejmują finansowanie, a inne koszty przesyłu, bezpośrednie porównania nie są więc wiarygodne.

8.2. Pozostałe kraje

Tabela 10 zawiera zestawienie kosztów wg najnowszych danych z krajów, które osiągnęły etap co najmniej zakończenia przetargów.

Tabela 10: Ostatnie przetargi na elektrownie jądrowe (w USD/kW)

Kraj	Cena przewidywana przed przetargiem	Najniższa oferta / cena kontraktowa	Najnowsze szacunki	Stan
RPA	2 500	6 000	-	Rezygnacja z przetargu
Kanada	2 600	6 600	-	Rezygnacja z przetargu
ZEA	-	3 700	-	Oczekiwane rozpoczęcie budowy
Francja	-	2 700	3 300	Budowa od grudnia 2008
Finlandia		2 500	4 500	Budowa od lipca 2005

Źródło: Analiza autora

8.3. Podsumowanie

Jest oczywiste, że w ciągu ostatnich dziesięciu lat koszty budowy nowych elektrowni jądrowych wzrosły kilkukrotnie – prawdopodobnie ponad pięciokrotnie – i nie widać żadnych oznak spowolnienia tempa tego wzrostu. Doświadczenia z przeszłości dowodzą, że wszędzie tam, gdzie ustalono rzeczywiste koszty budowy, okazywały się one znacznie wyższe niż ich szacunki. Natomiast większą trudność sprawia określenie, czy bieżące szacunki są faktycznie znacząco wyższe od kosztów rzeczywistych, a jeżeli tak, to dlaczego szacowane koszty wzrosły aż w takim stopniu.

W ciągu ostatnich dziesięciu lat koszty budowy nowych elektrowni jądrowych wzrosły kilkukrotnie – prawdopodobnie ponad pięciokrotnie – i nie widać żadnych oznak spowolnienia tempa tego wzrostu.

Najnowsza brytyjska elektrownia jądrowa, Sizewell B, która nie przeżywała istotnych trudności podczas budowy, kosztowała ok. 3 mld GBP, co pokrywało się z ówczesnymi szacunkami i odpowiadało także kosztom elektrowni amerykańskich, ukończonych w latach 90. Być może konstruktorzy zakładali, że nowe elektrownie – pozbawione „bagażu", którego zastosowanie stało się konieczne w reaktorach, aby sprostać wymogom bezpieczeństwa po awariach w Three Mile Island i w Czarnobylu – będą mogły spełnić te wymogi dzięki znacznie prostszym konstrukcjom (tańszym i skuteczniejszym). Możliwe, że takie postrzeganie problemu okazało się iluzją, a konstrukcje nie stały się wcale mniej skomplikowane. Wydaje się, że konieczność zapewnienia ochrony przed skutkami uderzenia samolotu również okazała się bardziej uciążliwa, niż przewidywała branża jądrowa.

Koszt 1 000 USD/kW także nie był prawdopodobnie wynikiem procesu „oddolnego" (przyjmującego za podstawę opracowania projektowe), lecz „odgórnego" (czyli rozważań, że takiego właśnie

kosztu potrzeba, żeby zapewnić energetyce jądrowej konkurencyjność). Krótko mówiąc, cena 1 000 USD/kW była narzuconym z góry celem, pozbawionym podstaw technicznych. Jeżeli mówimy o eskalacji kosztów, można podać różne wyjaśnienia tego zjawiska[88]. Poniżej niektóre z nich.

- Szybki wzrost cen materiałów i surowców, napędzany popytem ze strony Chin. Powoduje to wzrost kosztów wszystkich elektrowni, ale efekt ten dotyczy zwłaszcza elektrowni jądrowych – ze względu na ich rozmiary;
- Brak mocy produkcyjnych, co oznacza, że przedsiębiorstwa mające nadzieję na budowę elektrowni jądrowych kupują opcje na komponenty – takie, jak zbiorniki ciśnieniowe;
- Niedobór odpowiednio wykształconej kadry. Istniejące kadry starzeją się i nie są zastępowane młodszymi specjalistami;
- Słabość dolara amerykańskiego;
- Bardziej konserwatywne podejście przedsiębiorstw do szacunków kosztów.

Wszystkie te wyjaśnienia wydają się na pierwszy rzut oka rozsądne, ale po głębszej analizie nie wszystkie są przekonywające.

- **Ceny materiałów.** W ciągu ostatniej dekady ceny metali i innych materiałów oraz surowców poważnie wzrosły – był to tak zwany „efekt chiński". Ale ceny te następnie bardzo mocno spadły na skutek kryzysu, co nie wywołało jednak porównywalnego spadku szacunkowych kosztów budowy.
- **Wąskie gardła w zakresie komponentów i niedobory wykształconej kadry.** Standard & Poor's[89] kładzie nacisk na kwestię niedoboru mocy produkcyjnych do wytwarzania komponentów, z których szczególnie problematyczne są zbiorniki ciśnieniowe, pompy wody obiegowej i odkuwki turbin. Istnieje tylko jeden dostawca – Japan Steel Works – produkujący najcięższe odkuwki do zbiorników ciśnieniowych. Duży popyt na te produkty doprowadziłby niewątpliwie do wzrostu istniejących mocy produkcyjnych, ale wymóg odpowiedniej certyfikacji komponentów elektrowni jądrowych spowolni ten proces, a firmy będą niechętnie inwestować w nowe moce produkcyjne bez solidnej gwarancji stabilnego popytu. Standard & Poor's uznaje także za ważny czynnik niedobory wykwalifikowanej kadry, których nie da się szybko ani łatwo zniwelować. S&P oczekuje, że USA będą początkowo musiały polegać na know-how z innych krajów, zwłaszcza Francji i Japonii.
- **Wahania kursów walut.** Wartości walut w ciągu ostatnich dwóch lat były szczególnie niestabilne, a dolar osiągnął najniższy w historii poziom wobec walut europejskich. W okresie od listopada 2005 do lipca 2008 kurs dolara wobec euro spadł z poziomu 1 EUR=1,17 USD do 1 EUR=1,57 USD. Jednak do listopada 2008 roku dolar sporo odrobił, osiągając poziom 1 EUR=1,27 USD. Wydaje się prawdopodobne, że eskalacja kosztów wiązała się przynajmniej częściowo ze spadkiem wartości dolara amerykańskiego, co spowodowało wzrost niektórych pozycji kosztowych w USD, ale niekoniecznie w EUR.
- **Konserwatywne podejście przedsiębiorstw.** Większa ostrożność przedsiębiorstw w zakresie szacowania kosztów oraz ewentualne konsekwencje finansowe są trudne do wyrażenia w liczbach. Doświadczenia z Olkiluoto oraz wyższy poziom świadomości regulatorów i opinii publicznej – wykazujących mniejszą niż kiedyś pobłażliwość w przypadku wzrostu kosztów – skłonią przedsiębiorstwa do przedstawiania w szacunkach szerszych „widełek".

88 Szczegółowa dyskusja o tych czynnikach: patrz opracowanie Standard & Poor's, „Construction Costs To Soar for New U.S. Nuclear Power Plants", 2008.

89 Tamże.

© Getty images/Jupiterimages

9. Potrzeba i zakres publicznych dotacji

Z kolejnych opracowań rządu brytyjskiego z lat 1989, 1995 oraz 2002 wynikało, że na zliberalizowanym rynku przedsiębiorstwa energetyczne nie budowałyby elektrowni jądrowych bez rządowych gwarancji i subwencji obniżających koszty. W większości krajów, w których zniesiono monopolistyczną pozycję wytwórców, stosowano by podobne kryteria. Ostatnie zamówienie w Finlandii w sposób oczywisty nie spełnia tego oczekiwania, ale (jak przedstawiono powyżej) szczególny status kupującego – przedsiębiorstwa non profit będącego własnością koncernów, które z góry zakontraktowały energię z nowego źródła – sprawia, że specyficzne warunki w Finlandii stanowią przykład trudny do skopiowania przez inne kraje. Zebrane w Olkiluoto doświadczenia były jednoznacznie bardzo negatywne, więc mogą pełnić w przyszłości funkcję kolejnego czynnika odstraszającego przedsiębiorstwa działające na zliberalizowanych rynkach od budowy elektrowni jądrowych bez pełnej gwarancji „chronienia" ich przed ryzykiem ekonomicznym.

Amerykański program ożywienia zamówień na elektrownie atomowe wykazał, że kluczowymi warunkami powodzenia są rządowe gwarancje kredytowe oraz przyzwolenie organu regulacyjnego na odzyskiwanie przez przedsiębiorstwa poniesionych kosztów poprzez nakładanie opłat na konsumentów. Spełnienie tych warunków pozwala przedsiębiorstwom bardzo tanio pożyczać niezbędne środki finansowe.

Dotacje i gwarancje mogą także być potrzebne zwłaszcza w tych dziedzinach, które nie znajdują się pod pełną kontrolą właściciela. Obejmują one:

- Koszty budowy. W przypadku nowej elektrowni jądrowej mogłyby okazać się bardzo wysokie. Istniałoby także istotne ryzyko przekroczenia budżetu. Rząd może ustalić limity kosztów, jakie musiałby ponieść inwestor prywatny.
- Rzeczywiste osiągi eksploatacyjne. Może pojawić się spore ryzyko, że rzeczywista wydajność będzie gorsza, niż oczekiwano. Niezawodność działania jest w dużym stopniu pod kontrolą właścicieli i nie wiadomo, czy deweloperzy uznają swoją pozycję za wystarczająco mocną, aby wziąć na siebie to ryzyko.
- Koszty O&M – koszty eksploatacji, napraw i remontów (poza paliwem). Ta dziedzina znajduje się także głównie w gestii właścicieli, którzy mogą być skłonni przejąć związane z O&M ryzyko.

- Koszty paliwa jądrowego. Zakupów paliwa nie uznaje się zwykle za działania obarczone szczególnym ryzykiem. Uran można łatwo składować i tym samym ograniczyć ryzyko wzrostu kosztów paliwa. Większe kontrowersje budzi jednak kwestia przechowywania zużytego paliwa (przy założeniu, że nie można go przerabiać). Właściciele elektrowni mogą forsować w tej dziedzinie wprowadzenie limitów kosztów, czyli rozwiązań podobnych do amerykańskich.
- Koszty likwidacji elektrowni. Są one bardzo trudne do przewidzenia, ale wiadomo, że będą się pojawiać w bardzo długiej perspektywie czasowej. Możliwym rozwiązaniem wydają się wpłaty na właściwie zaprojektowany, wydzielony fundusz likwidacyjny. Jeżeli jednak zdobyte w trakcie likwidacji elektrowni i składowania odpadów doświadczenie wykaże, że obecne szacunki kosztów są zdecydowanie zbyt niskie albo jeżeli zwrot z inwestycji funduszu okaże się niższy od oczekiwanego, może zajść potrzeba istotnego zwiększenia wpłat. Prywatni deweloperzy mogą więc starać się o ustalenie pewnych „limitów" swoich wpłat.

Gwarancje byłyby szczególnie obszerne i wysokie dla pierwszych bloków, które zawierałyby także koszty wprowadzenia nowych technologii. Jeżeli zbudowana zostanie cała seria elektrowni jądrowych i doświadczenia będą pozytywne, rynek mógłby być gotowy wziąć na siebie większe ryzyko, chociaż zaangażowanie polityczne na rzecz promocji energetyki jądrowej zdecydowanie nie wystarczy do realizacji programu. Należy pamiętać, że za rządów Reagana i Thatcher, obiecujących mocne ożywienie w sektorze atomowym, doszło do gwałtownego spadku koniunktury w energetyce jądrowej.

WNIOSKI

W ciągu dziesięciu lat od pojawienia się pod koniec lat 90. XX wieku pierwszych doniesień o renesansie energetyki jądrowej – w oparciu o konstrukcje generacji III+ – prognozy ekonomiczne dla nowych elektrowni atomowych dramatycznie się pogorszyły. Paradoksalnie spowodowało to, że wiele rządów, m.in. w USA, Wielkiej Brytanii i Włoszech, wykazuje rosnącą determinację w forsowaniu zamówień na nowe obiekty. Wysiłki na rzecz ożywienia zamówień były związane z osobowością liderów wspomnianych krajów: Busha, Blaira i Berlusconiego.

Chociaż tak silne wsparcie polityczne może wiele ułatwiać, np. poprzez upraszczanie procedur planistycznych i udostępnianie publicznych dotacji, może także obrócić się w słabość, gdy po zmianie rządu nowa ekipa będzie wykazywać mniej entuzjazmu.

Entuzjastyczne podejście do energetyki jądrowej opiera się po części na rażąco mylnym poglądzie, że podnoszenie jej roli może okazać się głównym sposobem na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Elektryczność to zwykle tylko ok. 20% łącznego zapotrzebowania na energię końcową. Nawet jeżeli ten udział nieco wzrośnie, a jednocześnie nastąpi wzrost udziału energii jądrowej w światowym „miksie" energii, i tak trudno będzie uzyskać łączny udział energii atomowej istotnie wyższy niż 10%. Cztero-/pięciokrotny wzrost mocy w energetyce jądrowej sprawi, że pojawią się istotne kwestie – np. wystarczających zasobów uranu, odpowiednich lokalizacji elektrowni i składowania odpadów – nawet jeśli uda się zagwarantować potrzebne materiały, wykwalifikowaną kadrę i środki finansowe.

Liczba zamawianych na całym świecie elektrowni jądrowych była przez ostatnie 30 lat bardzo niska. Złożone w ciągu kilku ubiegłych lat zamówienia z Chin oraz (w mniejszym stopniu) Korei Południowej i Rosji istotnie zwiększyły liczbę budowanych obiektów – w styczniu 2010 roku w samych Chinach powstawało 20 elektrowni. Zamówienia te są jednak zwykle realizowane przez krajowych dostawców i odnoszą się do wcześniejszych generacji konstrukcji. Rynki, które należałoby ożywić, żeby można mówić o renesansie – jak USA, Wielka Brytania i Włochy – od złożenia zamówień dzieli jeszcze kilka lat. Tyle samo brakuje konstrukcjom generacji III+ do rozpoczęcia eksploatacji.

Potężne wsparcie polityczne może wprawdzie w jakimś stopniu sprzyjać renesansowi jądrowemu, ale jeżeli podstawowe założenia techniczne i ekonomiczne są niewłaściwe, polityczne wsparcie – czego dowodzą rządy Thatcher i Reagana w latach 80. ubiegłego wieku – to zdecydowanie za mało. Niniejsze opracowanie skupia się na ekonomice, ale technika i ekonomika są ze sobą powiązane. Zasadniczo właściwie prawie każdy projekt reaktora da się tak skonstruować, że spełni on wymogi dozoru jądrowego w zakresie bezpieczeństwa, ale koszty takich działań mogą okazać się zaporowe.

Okazało się, że uzyskanie zezwoleń od organów dozoru dla nowych konstrukcji jest znacznie trudniejsze, niż oczekiwano. Celem amerykańskiego programu „Energia jądrowa 2010" było uruchomienie w USA reaktora generacji III+ do 2010 roku. Wydaje się, że tylko jedna konstrukcja (AP 1000) otrzyma do tego czasu wymagane zezwolenia, a i tak jest teraz ponownie oceniana przez NRC w związku z wprowadzeniem do niej zmian. Na początku 2010 roku było wiadomo, że żadna z konstrukcji nie uzyska wszystkich certyfikatów przed 2011 rokiem, a być może stanie się to jeszcze później. Istotne problemy konstrukcyjne, jak systemy kontrolne i oprzyrządowanie EPR-ów[90] oraz zewnętrzna osłona bezpieczeństwa AP 1000[91], można zapewne rozwiązać, ale będzie się to wiązało z dodatkowymi kosztami i opóźnieniami.

Prognozowanie kosztów energii wytwarzanej w elektrowniach jądrowych jest trudne i budzi kontrowersje z trzech powodów:

- Kilka zmiennych dotyczy procesów, których skuteczności nie dowiedziono na skalę komercyjną – takich jak likwidacja elektrowni oraz składowanie odpadów (zwłaszcza średnio i wysoko radioaktywnych). Doświadczenia w sektorze energetyki jądrowej uczą, że niesprawdzone procesy często generują koszty znacznie wyższe, niż ocze-

90 Patrz np. Health & Safety Executive, „Joint Regulatory Position Statement on the EPR Pressurized Water Reactor", komunikat nr V4 22/10/2009, 2 listopada 2009, http://www.hse.gov.uk/PRESS/2009/hse221009.htm.

91 Patrz np. Komisja Regulacyjna Energetyki Jądrowej (Nuclear Regulatory Commission), „NRC Informs Westinghouse of Safety Issues with AP1000 Shield Building", http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2009/09-173.html.

kiwano. Istnieje zatem wysokie ryzyko, że prognozy tych kosztów mogą być istotnie zaniżone.

- W odniesieniu do niektórych zmiennych nie istnieje „prawidłowa" odpowiedź. Na przykład stopa dyskonta może się znacznie wahać i nie ma zgodności co do tego, jak należałoby zorganizować wpłaty kwot na likwidację elektrowni.
- Brakuje wiarygodnych, aktualnych danych na temat istniejących elektrowni jądrowych. Przedsiębiorstwa nie ujawniają informacji na temat ponoszonych kosztów, zaś w ciągu ostatnich 20 lat w Europie Zachodniej złożono tylko kilka zamówień, a w Ameryce Północnej żadnego od 1980 roku. Wszystkie nowoczesne konstrukcje są zatem właściwie niesprawdzone.

Przez ostatnie 40 lat systematycznie pojawiały się znaczne różnice pomiędzy rzeczywistymi osiągami istniejących elektrowni jądrowych, a prognozami dotyczącymi nowych obiektów. Prognozy te okazywały się prawie zawsze nadmiernie optymistyczne. Różnica między bieżącymi prognozami wyników ekonomicznych następnej generacji elektrowni oraz rzeczywistymi wynikami istniejących instalacji jest zawsze duża. Fakt, że w przeszłości takie prognozy były błędne, nie przesądza jeszcze, że bieżące szacunki okażą się także nieścisłe, sugeruje jednak, że do prognoz zakładających istotną poprawę wyników należy podchodzić raczej ostrożnie. Najważniejsze założenia w prognozach dotyczą:

- kosztów budowy,
- osiągów i wykorzystania mocy,
- kosztów O&M (bez paliwa),
- kosztów paliwa jądrowego,
- kosztów likwidacji.

Elektrownie jądrowe można budować tylko tam, gdzie udostępnia się rozległe gwarancje rządowe i dotacje.

Niezbędne mogą się także okazać gwarancje handlowe dotyczące odbioru wyprodukowanej przez te elektrownie energii po cenie gwarantowanej. Wydaje się wątpliwe, żeby tak wielki zakres „pomocy państwa" był dopuszczalny z punktu widzenia prawa unijnego dotyczącego konkurencji.

Istnieje zasadnicza niezgodność komercyjnych interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz interesów całych społeczeństw. Koszty, które mają pojawić się w dalekiej przyszłości – niezależnie od ich wysokości i stopnia pewności szacunków – mają niewielką wagę w komercyjnych prognozach kosztów, a firmy są dodatkowo zwalniane z kosztów ryzyka wypadków jądrowych na mocy międzynarodowych traktatów. Kosztorysy przedsiębiorstw należy skorygować tak, aby w pełni odzwierciedlały szerszą perspektywę społeczną.

Tak jak w przypadku poprzednich – pojawiających się od lat 80. XX wieku – zapowiedzi „wielkiego powrotu" energii jądrowej także w ramach jej obecnego „renesansu" nie powstanie wiele elektrowni. W krajach niemających dotąd problemów ze składaniem zamówień będą one nadal składane. Jednak nawet w tych krajach entuzjazm opadnie, gdy uwidoczni się olbrzymi wzrost kosztów, problemy składowania odpadów pozostaną nierozwiązane, a potencjał branży jądrowej zaniknie.

W „krajach renesansu" powstanie kilka elektrowni, będących jedynie dowodem na to, że można je budować, jeżeli rządy są gotowe zagwarantować wystarczająco duże subwencje i omijać odpowiednie demokratyczne procedury konsultacji. Natomiast prawdziwą stratą będą – jak przez ostatnie kilkadziesiąt lat – koszty alternatywne (utraconych korzyści), związane z niewykorzystywaniem bardziej opłacalnych opcji realizacji strategii energetycznej w zakresie dostarczania taniej, niezawodnej i czystej energii, a także z zaniechaniem podnoszenia efektywności energetycznej. Krzywa kosztów energetyki jądrowej nieprzerwanie idzie w górę. Innymi słowy koszty energii jądrowej stale rosną – zamiast maleć wraz z nabywanym doświadczeniem, w wyniku działania ekonomii skali i efektów postępu technicznego, jak ma to miejsce w przypadku większości technologii. Analizy Froggatta i Schneidera (2010) wykazują, że działania na rzecz efektywności energetycznej i energetyki odnawialnej są znacznie bardziej opłacalne niż energetyka jądrowa, a ich koszty maleją[92]. Gdyby część środków przeznaczanych na kolejne bezowocne próby ożywienia energetyki jądrowej skierować na te działania, charakteryzująca je już obecnie znacznie wyższa opłacalność w porównaniu z energetyką jądrową stałaby się jeszcze wyraźniejsza.

92 A. Froggatt, M. Schneider, „Systemy na rzecz zmian: energia jądrowa kontra efektywność energetyczna i źródła odnawialne?", opracowanie dla Fundacji im. Heinricha Bölla, marzec 2010, wersja uaktualniona w sierpniu 2010.

ZAŁĄCZNIKI

ZAŁĄCZNIK 1:
TECHNOLOGIE REAKTORÓW, WSPÓŁCZESNE KONSTRUKCJE I ICH OFERENCI

Technologie reaktorów jądrowych

Reaktory energetyczne można zasadniczo podzielić na kategorie według rodzajów stosowanego chłodziwa i moderatora. Chłodziwo to substancja płynna (gaz lub ciecz), służąca do odbierania ciepła z rdzenia reaktora i przekazywania tego ciepła do turbiny generatora. Moderator jest substancją, która zmniejsza prędkość neutronów w takim stopniu, że pozostają one w rdzeniu reaktora wystarczająco długo, żeby podtrzymać reakcję łańcuchową. Istnieje wiele możliwych kombinacji chłodziwa i moderatora, ale w reaktorach obecnie eksploatowanych lub oferowanych na rynku używa się czterech rodzajów chłodziw oraz trzech rodzajów moderatorów.

Najbardziej rozpowszechnionym typem instalacji w elektrowniach jądrowych jest reaktor lekkowodny (Light-Water Reactor, LWR) w dwóch podstawowych wariantach: reaktor wodny ciśnieniowy (PWR) oraz reaktor wrzący (BWR). Konstrukcje te wywodzą się z jednostek napędowych okrętów podwodnych i wykorzystują zwykłą („lekką") wodę jako chłodziwo i moderator. Niski koszt jest wprawdzie zaletą wody, ale nie jest ona najskuteczniejszym moderatorem (niektóre neutrony zamiast „odbijać się" od wody są pochłaniane przez jej cząsteczki). W związku z tym należy zwiększyć zawartość aktywnego izotopu uranu z występującego w naturalnym uranie poziomu ok. 0,7% do ponad 3%. Ten proces jest drogi.

Wadą wody jako chłodziwa jest to, że zgodnie z projektem krąży ona w postaci ciekłej i jeżeli dochodzi do naruszenia ciągłości obiegu chłodzenia, zaczyna się gotować i traci swoją zakładaną skuteczność. Uniemożliwienie tak zwanych „wypadków związanych z wyciekiem chłodziwa" jest więc priorytetowym zadaniem przy projektowaniu konstrukcji reaktora. Główna różnica między PWR i BWR polega na tym, że w reaktorach BWR woda będąca chłodziwem wrze i trafia bezpośrednio do obiegu turbiny generatora, gdzie para wodna wytwarzana w rdzeniu reaktora napędza turbinę. W PWR-ach woda będąca chłodziwem jest utrzymywana w stanie ciekłym poprzez poddawanie jej działaniu ciśnienia. Wymiennik ciepła (wytwornica pary) jest wykorzystywany do przekazywania energii do obiegu wtórnego, gdzie woda wrze, a para napędza turbinę. Reaktory BWR są zatem mniej złożone niż PWR, ale ponieważ woda będąca chłodziwem trafia bezpośrednio do turbiny, radioaktywne skażenie elementów elektrowni podczas eksploatacji jest bardziej rozległe. Większość rosyjskich konstrukcji, zwanych WWER, to w gruncie rzeczy reaktory typu PWR. Wielka Brytania ma jeden działający reaktor PWR (Sizewell B) i żadnego reaktora BWR.

Niektóre reaktory (najbardziej znane to projektowane w Kanadzie konstrukcje CANDU) wykorzystują jako chłodziwo i moderator „ciężką wodę", w której deuter – izotop wodoru – zastępuje występującą znacznie częściej formę atomu. Ciężka woda jest bardziej wydajnym moderatorem, więc elektrownie CANDU mogą wykorzystywać naturalny (niewzbogacony) uran. Większa wydajność tego typu reaktora jest jednak równoważona przez wyższy koszt produkcji ciężkiej wody. Pojawiły się propozycje nowych konstrukcji CANDU (mających wykorzystywać lekką wodę jako chłodziwo, a ciężką jako moderator), ale znajdują się one dopiero we wstępnej fazie projektowania.

Wszystkie brytyjskie reaktory (oprócz Sizewell B) są chłodzone gazowym dwutlenkiem węgla i moderowane przy użyciu grafitu. Pierwsza generacja elektrowni (o nazwie Magnox) wykorzystywała naturalny uran, ale większość tych obiektów nie była w stanie działać nieprzerwanie na pełnym zaprojektowanym poziomie, ponieważ dwutlenek węgla jako chłodziwo staje się łagodnie kwaśny w kontakcie z wodą i powoduje korozję rurociągów. Druga generacja elektrowni wykorzystuje wzbogacony uran, a do ich budowy użyto ulepszonych materiałów, aby zapobiec korozji. Grafit to skuteczny moderator, ale jest dosyć drogi w porównaniu z wodą. Wadą grafitu jest jego palność oraz tendencja do pękania i odkształcania pod wpływem promieniowania. W konstrukcji zastosowanej w zamkniętej elektrowni w Czarnobylu (RBMK) wykorzystuje się grafit jako moderator i lekką wodę jako chłodziw-Stałe zainteresowanie budzą reaktory, które wykorzystują gazowy hel jako chłodziwo oraz grafit jako

moderator, czyli tzw. reaktory wysokotemperaturowe chłodzone gazem (HTGR). Hel jest całkowicie obojętny chemicznie i może być wydajnym, aczkolwiek drogim chłodziwem. Wykorzystanie helu i grafitu oznacza, że taki reaktor działa w znacznie wyższej temperaturze niż konstrukcje chłodzone lekką wodą albo dwutlenkiem węgla. Pozwala to na przetworzenie większej ilości energii cieplnej na prąd elektryczny, a także umożliwia jednoczesne wykorzystanie części ciepła w procesach przemysłowych przy zachowaniu zdolności do produkcji energii elektrycznej. Jednak mimo badań prowadzonych od ponad pięćdziesięciu lat w kilku krajach (w tym Wielkiej Brytanii) nie wyprodukowano jeszcze żadnej komercyjnej konstrukcji, a zbudowane elektrownie pokazowe osiągają bardzo słabe wyniki.

Prowadzi się też dyskusje o konstrukcjach generacji IV[93]. Podczas gdy amerykański Departament Energetyki określił generację III+ mianem „ewolucyjnej", generację IV opisuje się jako „rewolucyjną". Nowe reaktory opisywane są jako „pewniejsze, trwałe, ekonomiczne, odporne na proliferację technologii i bezpieczne". Podstawową cechą wyróżniającą nowe konstrukcje ma być możliwość zużywania naturalnego uranu w znacznie większym stopniu niż w ramach poprzednich technologii. Ma to być możliwe np. dzięki „cyklowi powielania", który pozwoli nowym reaktorom wykorzystywać 99,3% naturalnego uranu, niezużywanego w obecnych reaktorach. Nowe konstrukcje projektowane są, aby działać także w wyższych temperaturach i zostać wykorzystane np. do produkcji wodoru. Za najbardziej obiecujące uznano sześć technologii:

- reaktory prędkie chłodzone gazem,
- reaktory prędkie chłodzone ołowiem,
- reaktory chłodzone stopionymi solami,
- reaktory prędkie chłodzone sodem,
- nadkrytyczne reaktory wodne,
- reaktory wysokotemperaturowe chłodzone gazem.

Tylko w przypadku reaktorów prędkich chłodzonych sodem (SFR) oraz wysokotemperaturowych reaktorów chłodzonych gazem (HTGR) zebrano dotychczas doświadczenia eksploatacyjne, przy czym obie technologie okazały się wysoce problematyczne. Konstrukcje SFR wykorzystywane są od lat 60. ubiegłego wieku, a wiele krajów realizowało programy chłodzonych sodem reaktorów powielających. Okazały się one jednak bardzo drogie i zawodne, w związku z czym technologię tę stosuje obecnie tylko kilka krajów. Od lat 60. XX wieku w wielu krajach prowadzono także prace nad konstrukcjami HTGR, ale stwierdzono brak możliwości ich komercyjnego wykorzystania i w większości państw wstrzymano realizację projektów.

Możliwość komercyjnego wykorzystania wspomnianych technologii pozostaje niewiadomą, lecz nawet ich zwolennicy przyznają, że konstrukcje te nie pojawią się na rynku przed 2030 rokiem, nie mają więc obecnie większego znaczenia przy wyborze reaktorów.

Współczesne konstrukcje i ich oferenci

Najważniejszymi konstrukcjami z punktu widzenia zamówień składanych przez najbliższe 10 lat na Zachodzie są reaktory generacji III+. Generacja I to pierwsze zamówienia, złożone w latach 50. i 60. XX wieku. Generację II reprezentuje większość eksploatowanych obecnie instalacji, zamówionych w okresie od końca lat 60. do początku 80. ubiegłego stulecia. Generacja III to obiekty zamawiane od początku lat 80. XX wieku do około 2000 roku, a więc konstrukcje zmodyfikowane już odpowiednio po wypadku w Three Mile Island. Główna różnica między reaktorami generacji III i III+ polega na tym, że te ostatnie mają wyższy poziom bezpieczeństwa „biernego" (pasywnego) – różniącego się od bezpieczeństwa czynnego, opartego na rozwiązaniach inżynieryjnych. Na przykład w konstrukcjach generacji III+ mniejszą rolę odgrywają zainstalowane systemy chłodzenia awaryjnego, a większą – systemy oparte na naturalnych procesach, m.in. konwekcji. Po atakach z 11 września 2001 pojawiły się dodatkowe wymogi w zakresie bezpieczeństwa – wszystkie nowe konstrukcje muszą być w stanie wytrzymać uderzenie dużego samolotu.

Istnieje duża liczba zgłoszonych projektów, które jednak nie są wystarczająco zaawansowane, nie otrzymały zezwoleń od organów dozoru oraz mają niewielkie szanse na uzyskanie zamówienia. Nie ma wprawdzie jasnej definicji konkretnych kryteriów, pozwalających zaliczyć jakiś obiekt do danej generacji, ale – poza faktem

93 Więcej informacji na temat generacji IV patrz Generation IV International Forum, http://www.gen-4.org.

opracowania projektu w ciągu ostatnich 15 lat – główne wspólne cechy generacji III+ to:

- standaryzacja projektów w celu przyspieszenia licencjonowania, ograniczenia kosztów kapitałowych i skrócenia czasu budowy;
- większa prostota i solidność konstrukcji, dzięki czemu ich eksploatacja jest łatwiejsza i mniej narażona na zakłócenia operacyjne;
- większa dyspozycyjność i dłuższy okres eksploatacji – zwykle 60 lat;
- zmniejszone ryzyko awarii związanej ze stopieniem rdzenia;
- minimalizacja oddziaływania na środowisko;
- wyższy stopień wypalania paliwa (celem redukcji ilości zużywanego paliwa i produkowanych odpadów);
- wypalające się absorbery (tzw. trucizny), wydłużające okres użytkowania paliwa.[94]

Powyższa charakterystyka jest bardzo nieprecyzyjna i nie pozwala dobrze zdefiniować cech dystynktywnych generacji III+ w porównaniu ze starszymi projektami, na podstawie których generacja ta powstała. W poniższych opisach skoncentrujemy się na konstrukcjach, które zostały już zamówione lub przechodzą procedurę uzyskiwania zezwoleń od organów dozoru.

Reaktory wodne ciśnieniowe (PWR)

Istnieje czterech głównych niezależnych oferentów technologii PWR, na której opierają się współczesne konstrukcje: Westinghouse, Combustion Engineering, Babcock & Wilcox (B&W) i rosyjski oferent, Rosatom.

Westinghouse

Technologia Westinghouse jest najbardziej rozpowszechniona i była często adaptowana na podstawie licencji. Głównymi licencjobiorcami są francuska Areva (do 2001 roku występująca jako Framatome), Siemens (Niemcy) oraz Mitsubishi (Japonia). Reaktory Westinghouse są sprzedawane na cały świat, ale przed złożeniem w 2008 roku czterech zamówień przez Chiny firma otrzymała tylko jedno zamówienie w ciągu ostatnich dwudziestu pięciu lat (Sizewell B), a jej ostatnie zamówienie w Stanach Zjednoczonych (nieodwołane przed realizacją) zostało złożone ponad trzydzieści lat temu. W 1998 roku BNFL przejął dział jądrowy Westinghouse, ale w 2006 roku sprzedał go Toshibie. Najważniejszą współczesną konstrukcją firmy Westinghouse jest AP 1000, chociaż do tej pory złożono na ten model tylko cztery zamówienia – wszystkie na rynek chiński.

Konstrukcję AP 1000 (*Advanced Passive*) opracowano na bazie modelu AP 600, przy którego konstruowaniu przyjęto dwa założenia. Po pierwsze, uznano, że należy podnieść poziom bezpieczeństwa biernego, a po drugie, że przecenia się działanie ekonomii skali (związane z budową większych bloków zamiast większej liczby bloków). Jeden z dyrektorów Westinghouse uzasadniał wybór jednostkowej wielkości 600 MW twierdząc, że „ekonomia skali już nie działa”[95]. Reaktor AP 600 przeszedł amerykańskie procedury dopuszczeniowe i w lutym 1999 roku otrzymał od organów dozoru certyfikat bezpieczeństwa. Było już wtedy jasne, że konstrukcja AP 600 jest nieekonomiczna i nigdy nie była oferowana w przetargach. Jej moc podniesiono do ok. 1 150 MW – w nadziei, że ekonomia skali podniesie konkurencyjność modelu. We wrześniu 2004 roku amerykańska Komisja Regulacyjna Energetyki Jądrowej (NRC) przyznała firmie Westinghouse ważny przez pięć lat certyfikat FDA (*Final Design Approval*, „Ostateczna Decyzja o Akceptacji Projektu”) na AP 1000, a w 2006 roku – ważne przez 15 lat standardowe zatwierdzenie konstrukcji (*Design Certification*, „Certyfikat dla Projektu”). Westinghouse przedstawił jednak potem kolejne zmiany konstrukcyjne, których NRC nie zatwierdzi przed 2011 rokiem. Model AP 1000 przechodzi także procedury dopuszczeniowe GDA (*Generic Design Assessment,* „Ogólna Ocena Projektu”) w NII (brytyjskim organie dozoru). Mają się one zakończyć w połowie 2011 roku, chociaż – tak, jak w przypadku EPR – nie ma gwarancji, że zezwolenie zostanie wydane.

Areva

Framatome i Siemens uniezależniły się od Westinghouse’a i w 2000 roku połączyły swoje działy jądrowe – 66% udziałów trafiło do Framatome, zaś reszta do Siemensa. Framatome jest obecnie kontrolowany przez grupę, w której ponad 90% udziałów ma francuski rząd. W 2001 roku Framatome

94 http://www.uic.com.au/nip16.htm.
95 *Outlook on Advanced Reactors*, „Nucleonics Week Special Report”, 30 marca 1989, s. 3.

zmienił nazwę na Areva NP. W 2009 roku Siemens zadeklarował zamiar wyjścia z tego *joint venture*, ale – według stanu wiedzy z końca 2009 roku – szczegóły wycofania się Siemensa wciąż jeszcze są przedmiotem negocjacji. Framatome wyprodukował wszystkie reaktory PWR dla Francji (58 bloków) oraz elektrownie na eksport: do RPA, Korei Płd., Chin i Belgii. Siemens dostarczył dziesięć z jedenastu PWR-ów dla Niemiec oraz PWR-y dla Holandii, Szwajcarii i Brazylii.

Jedyną konstrukcją PWR generacji III+, dla której zebrano już doświadczenia w zakresie zaawansowanych prac budowlanych, jest europejski reaktor wodny ciśnieniowy (European Pressurized Water Reactor, EPR) Arevy NP. Fiński rząd wydał zezwolenie na budowę EPR w Olkiluoto w lutym 2005 roku, a prace rozpoczęto latem 2005 roku. We francuskim Flamanville budowa rozpoczęła się w 2007 roku. Dwa EPR-y zamówiły także Chiny, ale zdobyte do końca 2009 roku doświadczenia w zakresie prac budowlanych były bardzo niewielkie. EPR otrzymał ogólne zezwolenia w zakresie bezpieczeństwa od francuskich (wrzesień 2004) i fińskich (styczeń 2005) organów dozoru, jednak – o czym zostanie wspomniane później – liczne szczegóły konstrukcyjne wymagają jeszcze zatwierdzenia. Areva złożyła (we współpracy z Constellation Energy) wniosek do NRC o wydanie – w ramach programu „Energia jądrowa 2010" – zezwolenia dla EPR na rynek amerykański. Ostateczne zezwolenie nie zostanie prawdopodobnie wydane przez 2012 rokiem. EPR jest także jedną z konstrukcji ocenianych obecnie przez brytyjski organ dozoru (NII) w ramach procedury GDA, zainicjowanej w 2007 roku. NII zamierza dokonać oceny do połowy 2011 roku, ale nie oznacza to automatycznie, że zezwolenie zostanie wydane. Na rynku amerykańskim skrót EPR oznacza Evolutionary Power Reactor.

EPR budowany w fińskim Olkiluoto ma moc 1 600 MW, chociaż wartość tę zwiększono do 1 700 MW pod kątem następnych zamówień. Konstrukcja ta została opracowana na bazie poprzedniego modelu firmy Framatome (N4) oraz zawiera niektóre elementy znane z modelu KONVOI opracowanego przez Siemensa. Oczekuje się, że zredukowanie czasu przeznaczonego na wymianę paliwa pozwoli osiągnąć współczynnik obciążenia[96] na poziomie ok. 90%.

Mitsubishi

Mitsubishi dostarcza technologie PWR do Japonii, gdzie firma zbudowała 22 bloki, ale nigdy dotąd – przed złożeniem ofert w ramach amerykańskiego programu „Energia jądrowa 2010" – nie próbowała sprzedawać swoich instalacji na rynku międzynarodowym. Jedno z amerykańskich przedsiębiorstw energetycznych zamierza zbudować reaktor APWR, najnowocześniejszą konstrukcję Mitsubishi. Opracowanie tego modelu firma Mitsubishi rozpoczęła (wspólnie z Westinghouse jako licencjodawcą) ok. 1980 roku, ale pierwsze zamówienia były ciągle przekładane w czasie. Od dziesięciu lat mówi się, że w ciągu roku pojawią się zamówienia na blok w elektrowni Tsuruga (Japonia), ale do końca 2009 roku żadne zamówienia nie zostały złożone. Udoskonalona wersja APWR przechodzi teraz procedury dopuszczeniowe w NRC – w związku z planowanym zamówieniem tej konstrukcji przez TXU (amerykańskie przedsiębiorstwo energetyczne). NII planuje zakończyć swoje procedury nie wcześniej niż w 2012 roku.

Combustion Engineering

Combustion Engineering (CE) wyprodukował własną konstrukcję PWR, zainstalowaną w Stanach Zjednoczonych. Poza USA licencję na tę technologię kupiła od CE Korea Południowa. Dział jądrowy Combustion Engineering przejęło w 1996 roku ABB, a następnie – w 1999 roku – BNFL. Obecnie jest częścią pionu jądrowego Westinghouse i w 2006 roku został z tym pionem sprzedany Toshibie.

System 80+ (konstrukcja CE) otrzymał wymagane zezwolenia od amerykańskiego organu dozoru w 1997 roku. Westinghouse nie oferował Systemu 80+ na rynku. Południowokoreański Doosan opracował na podstawie licencji od Westinghouse swoją konstrukcję APR 1400, zamówioną przez Koreę Południową w 2008 roku. Korea Płd. zgłosiła APR 1400 w 2005 roku do chińskiego przetargu na elektrownię generacji III, ale oferta została odrzucona. W grud-

96 Współczynnik obciążenia (mierzony w skali roku lub w odniesieniu do całego okresu eksploatacji elektrowni) to wyrażony w % stosunek rzeczywiście wytworzonej mocy do mocy, którą dane źródło mogłoby wyprodukować, gdyby pracowało nieprzerwanie na maksymalnym poziomie projektowym. Współczynnik ten jest dobrym kryterium oceny niezawodności elektrowni.

niu 2009 konstrukcja wygrała przetarg na cztery bloki dla Zjednoczonych Emiratów Arabskich i oczekuje się, że zostanie także zaoferowana Turcji.

Babcock & Wilcox

Babcock & Wilcox (B&W) dostarczał reaktory PWR własnego projektu na rynek amerykański, ale wypadek w Three Mile Island, który miał miejsce w obiekcie wykorzystującym technologię B&W, skutecznie zakończył zainteresowanie firmy sprzedażą reaktorów. Jedyną zaprojektowaną przez B&W elektrownią, która powstała poza Stanami Zjednoczonymi, był reaktor zbudowany na licencji w Niemczech, zamknięto go jednak w 1988 roku (wkrótce po ukończeniu budowy w 1986 roku) z powodu problemów z uzyskaniem zezwoleń i nie zostanie on ponownie uruchomiony.

Rosatom/AtomStroyExport

Eksport technologii rosyjskiej jest realizowany za pośrednictwem firmy AtomStroyExport (ASE), części przedsiębiorstwa Rosatom. W 2009 roku Siemens negocjował z Rosatomem kwestie utworzenia nowego *joint venture* w celu sprzedaży rosyjskich konstrukcji. Najnowsza z nich, o mocy ok. 1 200 MW, to AES 2006/WWER 1200, oferowana od 2006 roku. Po dwa bloki tego modelu zamówiono dla obiektów rosyjskich (Leningrad i Nowoworoneż). Konstrukcja ta wygrała także w 2008 roku przetarg na elektrownie w Turcji, ale wziął w nim udział tylko jeden oferent, co spowodowało w 2009 roku odwołanie zamówienia ze względu na wysoką cenę. Budowę rosyjskich reaktorów bierze się także pod uwagę w Finlandii i Indiach.

Reaktory z wrzącą wodą (BWR)

Głównym projektantem reaktorów BWR jest amerykańskie przedsiębiorstwo General Electric (GE), które sprzedało dużą liczbę instalacji w Stanach Zjednoczonych oraz na rynku międzynarodowym: do Niemiec, Japonii, Szwajcarii, Hiszpanii oraz Meksyku. Do licencjobiorców GE należą: AEG (przejęte następnie przez Siemensa), Hitachi oraz Toshiba. Dział jądrowy Siemensa (obecnie część grupy Areva NP) przedstawił ofertę SWR w przetargu na projekt dla fińskiego Olkiluoto, ale mimo to konstrukcja ta wydaje się nie być jeszcze gotowa do komercyjnego użytkowania.

GE-Hitachi i Toshiba

Japońscy licencjobiorcy GE nadal oferują reaktory BWR w Japonii. Obecnie działają tam lub są w budowie trzydzieści dwa reaktory BWR. Kilka prototypowych elektrowni w Japonii zakupiono od GE, natomiast resztę zamówień rozdzielono między Hitachi i Toshibę.

Udoskonalony reaktor z wrzącą wodą (Advanced Boiling Water Reactor, ABWR) został opracowany w Japonii wspólnie przez Hitachi i Toshibę oraz ich amerykańskiego licencjodawcę, GE. Pierwsze dwa zamówienia złożono ok. 1992 roku i zrealizowano w latach 1996/97. Pod koniec 2009 roku cztery ABWR-y eksploatowano (i jeden budowano) w Japonii, a dwa powstawały na Tajwanie. ABWR otrzymał w 1997 roku wymagane zezwolenia od amerykańskich organów dozoru, ale zezwolenia te stracą ważność w 2012 roku. Konstrukcję ABWR oferują obecnie *joint venture* GE/Hitachi oraz Toshiba, która działa teraz niezależnie – obie firmy zamierzają wystąpić do NRC o odnowienie zezwoleń na unowocześnione instalacje. Nie wiadomo jeszcze, jakiego zakresu zmian zażąda NRC i jak długo potrwa proces wydawania nowych zezwoleń. Niewątpliwie nowe konstrukcje będą musiały dysponować lepszą ochroną na wypadek uderzenia samolotu niż wcześniejsze wersje. ABWR powinno się prawdopodobnie zaliczać do konstrukcji generacji III, ale jeżeli projekt uzyska od NRC przedłużenie zezwolenia, zmienioną konstrukcję będzie można przypuszczalnie uznać za obiekt generacji III+. W ramach amerykańskiego programu „Energia jądrowa 2010" budowę ABWR-ów planuje jedno przedsiębiorstwo (NRG).

Ekonomiczny uproszczony BWR (Economic & Simplified BWR – ESBWR) to projekt reaktora o mocy 1 500 MW opracowany przez GE. W październiku 2005 roku *joint venture* GE/Hitachi złożyło wniosek do NRC o certyfikację projektu ESBWR. Konstrukcja ta powstała częściowo na bazie uproszczonego reaktora z wrzącą wodą (SBWR) firmy GE oraz reaktora ABWR. Procedura dopuszczeniowa dla SBWR rozpoczęła się w 1990 roku, ale wniosek został wycofany przed jej zakończeniem. Na SBWR nie złożono żadnego zamówienia. Konstrukcję ESBWR wybrało kilka amerykańskich przedsiębiorstw energetycznych w ramach programu „Energia jądrowa 2010", chociaż NRC nie przewiduje zakończenia pro-

cedur wydawania zezwoleń na ten model przed 2011 rokiem. ESBWR zgłoszono także w 2007 roku do brytyjskiej procedury GDA, ale w następnym roku (2008) wniosek wycofano. Łącznie konstrukcję ESBWR w ramach „Energii jądrowej 2010" zamierzało wykorzystać sześć przedsiębiorstw amerykańskich, ale jedno z nich przeszło na ABWR, jedno prawdopodobnie zrezygnowało z realizacji projektu, a realizacja czterech pozostałych projektów jest wątpliwa. Poza USA zainteresowanie ESBWR-ami jest niewielkie i być może z konstrukcji tej trzeba będzie zrezygnować.

Pozostałe reaktory BWR

Asea Atom (Szwecja) wyprodukowała własną konstrukcję reaktora BWR. Dziewięć takich reaktorów zbudowano w Szwecji, a dwa w Finlandii. Asea Atom połączyła się z Brown Boveri, tworząc ABB – przedsiębiorstwo, które z kolei w 1999 roku zostało przejęte przez BNFL, a w 2006 roku sprzedane Toshibie jako część działu jądrowego koncernu Westinghouse. Pojawiły się informacje o opracowywaniu przez Westinghouse na bazie konstrukcji BWR firmy Asea reaktora BWR90+, ale prace nie osiągnęły wysokiego stopnia zaawansowania.

Reaktory CANDU

Głównym dostawcą reaktora ciężkowodnego jest kanadyjskie przedsiębiorstwo Atomic Energy of Canada Limited (AECL), które dostarczyło ponad dwadzieścia bloków do Kanady oraz eksportuje je do Argentyny, Rumunii, Korei Płd. i Chin. Firma sprzedawała także reaktory do Indii, ale ze względu na kwestie wykorzystywania cywilnej technologii jądrowej w celach wojskowych wstrzymała kontakty z tym krajem w 1975 roku. Mimo to Indie w dalszym ciągu budują elektrownie z wykorzystaniem pochodzących sprzed 40 lat konstrukcji. Argentyna zbudowała trzy reaktory ciężkowodne: jeden CANDU i dwie konstrukcje niemieckie (z których jedna jest nieukończona i nie prowadzi się na niej obecnie żadnych prac). Głównym projektem dla AECL będzie w przyszłości udoskonalony reaktor CANDU (Advanced CANDU Reactor, ACR), którego produkcja jest oczekiwana w dwóch wielkościach: 750 MW (ACR 700) i 1 100–1 200 MW (ACR 1000). W przeciwieństwie do starszych konstrukcji CANDU, w których ciężką wodę wykorzystywano jako chłodziwo i moderator, w nowych chłodziwem będzie lekka woda, a ciężka – moderatorem. Amerykańskie przedsiębiorstwo Dominion wspierało proces zatwierdzania konstrukcji ACR 700 przez NRC, ale w styczniu 2005 roku wycofało swoje wsparcie i zdecydowało się na ESBWR firmy GE. Podawanym powodem zmiany decyzji była długa – co najmniej pięcioletnia – procedura dopuszczeniowa, zapowiedziana przez NRC w związku z brakiem w USA doświadczenia w zakresie eksploatacji technologii CANDU. Wydaje się, że projekt ACR 700 zarzucono potem na rzecz ACR 1000. W ramach wszystkich przetargów na reaktory takiej mocy będą prawdopodobnie oferowane udoskonalone wersje pochodzącej sprzed 30 lat konstrukcji CANDU 6. ACR 1000 zgłoszono do przetargu w Ontario (ale proponowana cena była zdecydowanie za wysoka) oraz – w 2007 roku – do uzyskania zezwolenia w ramach brytyjskiej procedury GDA (ale wniosek szybko wycofano). Niedawno pojawiły się propozycje prywatyzacji państwowego podmiotu Atomic Energy of Canada Limited (AECL), a przyszłość technologii CANDU w kontekście nowych zamówień jest wątpliwa.

Wysokotemperaturowe reaktory chłodzone gazem (HTGR)

Nie wiadomo, czy opracowywane reaktory HTGR zależy zaliczać do generacji III czy IV. Konstrukcja reaktora modułowego ze złożem usypanym (Pebble Bed Modular Reactor, PBMR) powstała w oparciu o projekty Siemensa i ABB przygotowywane na rynek niemiecki, ale wstrzymane w związku ze słabymi wynikami instalacji pokazowej. Obecnie prace rozwojowe prowadzi się w RPA. W wyniku licznych fuzji i przejęć w sektorze dostawców technologii jądrowej właścicielami licencji na PBMR są obecnie Areva (która przejęła licencję od Siemensa) oraz Westinghouse (licencja ABB). Prace rozwojowe prowadzi PBMR Co., firma-córka przedsiębiorstwa Eskom, południowoafrykańskiego koncernu energetycznego znajdującego się w rękach sektora publicznego. Na mocy podpisanych umów środki na finansowanie prac miały zostać wyłożone przez Eskom, BNFL, amerykańskie przedsiębiorstwo energetyczne Exelon oraz państwową południowoafrykańską Korporację Rozwoju Przemysłu (Industrial Development Corporation, IDC). Inwestycja miała gwarantować tym podmiotom opcję objęcia udziałów w nowej firmie, która w przyszłości sprzedawałaby reaktory. Projekt ujawniono po raz pierwszy w 1998 roku, gdy zakładano, że pierwsze komercyjne zamówienia zostaną złożone w 2003 roku. Pojawiły

się jednak niespodziewane problemy z ukończeniem konstrukcji. W 2002 roku wycofał się Exelon, a pozostali partnerzy płacili mniej, niż to wynikało z umowy, co sprawiło, że do 2004 roku większość kosztów pokrywał Eskom, a później – bezpośrednio rząd RPA. Opcja BNFL przeszła na Westinghouse, Industrial Development Corporation także się wycofało, a nowych inwestorów nie udało się znaleźć. Okres realizacji projektu bardzo się wydłużył. W 2009 roku spodziewano się, że pierwsze komercyjne zamówienia pojawią się dopiero po 2025 roku. W 2008 roku Centrum Badawcze Jülich – niemiecka rządowa instytucja badawcza, która jako pierwsza opracowała technologię złoża usypanego – poddało w wątpliwość bezpieczeństwo konstrukcji na podstawie ponownej oceny doświadczeń zebranych w okresie pracy prototypowej elektrowni.[97] W marcu 2009 rząd RPA poinformował, że będzie udostępniał środki jeszcze tylko przez najbliższy rok. PBMR Co. zdecydowało się praktycznie zrezygnować z dalszych prac nad projektem. Teraz zajmie się być może opracowaniem znacznie mniejszej konstrukcji, przeznaczonej na rynki ciepła procesowego (instalacje odsalania wody, gazyfikacji i upłynniania węgla). Nie wydaje się, żeby program PBMR mógł na dłuższą metę przeżyć bez wsparcia finansowego ze strony rządu RPA.

Podobną w zakresie technologii konstrukcję opracowują firmy chińskie i chociaż pojawiają się optymistyczne doniesienia o pracach nad nią, wydaje się, że chiński rząd wspiera raczej rozwój PWR i ewentualnie BWR.

ZAŁĄCZNIK 2:
DYSKONTOWANIE, KOSZTY KAPITAŁU I OCZEKIWANA STOPA ZWROTU

Szczególnie trudną kwestią w ekonomice energetyki jądrowej jest – oparta na wspólnej podstawie – analiza porównawcza strumieni przychodów oraz wydatków w różnych okresach „cyklu życia" elektrowni atomowych. Z brytyjskich planów wynika, że od złożenia zamówienia na reaktor do zakończenia likwidacji elektrowni może upłynąć ponad 200 lat.

Strumienie przychodów oraz wydatków z różnych okresów porównuje się zwykle metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych (*discounted cash flow*, DCF). Opiera się ona na intuicyjnie racjonalnym założeniu, że przychody uzyskane lub wydatki poniesione teraz powinny mieć większą wagę niż przychód lub wydatek z przyszłości. Na przykład zobowiązanie, które trzeba spłacić natychmiast, będzie kosztowało pełną kwotę. Natomiast to, które musi zostać spłacone np. dopiero za dziesięć lat, może zostać uregulowane dzięki zainwestowaniu mniejszej sumy – resztę brakujących do sumy zobowiązania środków uzupełnią odsetki od zainwestowanego kapitału. W ramach analizy DCF wszystkie przychody oraz wydatki w czasie są sprowadzane do wspólnej podstawy poprzez „dyskontowanie."

Jeżeli przychód 100 USD mamy uzyskać po upływie roku, a „stopa dyskontowa" wynosi 5%, „wartość bieżąca netto" tego przychodu wynosi 95,23 USD – ponieważ suma 95,23 USD „zarobiłaby" 4,77 USD w ciągu jednego roku, dając w tym czasie kwotę całkowitą 100 USD. Stopę dyskontową postrzega się zazwyczaj jako „koszt alternatywny" pieniędzy – innymi słowy jako stopę zwrotu (netto po uwzględnieniu inflacji), którą uzyskalibyśmy po zainwestowaniu tych pieniędzy w alternatywny sposób.

O ile dyskontowanie wydaje się rozsądnym procesem w okresie około dziesięciu lat i przy stosunkowo niskiej stopie dyskontowej, w długich okresach i przy wysokiej stopie dyskontowej efekty dyskontowania mogą być bardzo znaczące, a przyjmowane założenia należy dobrze przemyśleć. Jeżeli na przykład stopa dyskontowa wynosi 15%, koszt 100 USD, który zostanie poniesiony za dziesięć lat, będzie miał wartość bieżącą netto tylko 12,28 USD. Koszt do poniesienia za 100 lat – jeżeli stopa dyskontowa wynosiłaby tylko 3% – miałby wartość bieżącą netto zaledwie 5,20 USD. Przy stopie dyskontowej na poziomie 15% koszty lub zyski mające się pojawić po upływie okresu dłuższego niż piętnaście lat mają pomijalną wartość bieżącą w normalnej analizie ekonomicznej (patrz tabela 11).

Jeżeli zastosujemy powyższe zasady do elektrowni jądrowych działających na zliberalizowanym rynku konkurencyjnym, na którym koszt kapitału będzie bardzo wysoki, okaże się, że koszty i zyski pojawiają-

97 R. Moormann, „A Safety Re-evaluation of the AVR Pebble Bed Reactor Operation and Its Consequences for Future HTR Concepts", Centrum Badawcze Jülich, 2008, http://juwel.fz-juelich.de:8080/dspace/handle/2128/3136.

Tabela 11: Wpływ dyskontowania: wartości bieżące netto

Okres dyskontowania (w latach)	3%	15%
5	0,86	0,50
10	0,74	0,25
15	0,64	0,12
20	0,55	0,061
30	0,41	0,015
50	0,23	0,00092
100	0,052	-
150	0,012	-

Źródło: Obliczenia własne autora

ce się później niż za ok. 10 lat będą miały niewielką wagę w ocenie wyników ekonomicznych elektrowni jądrowej. Zatem wydłużanie okresu eksploatacji elektrowni z 30 do 60 lat przyniesie niewielki zysk. Podobnie niewielki wpływ będą miały koszty remontów, poniesione po np. piętnastu latach.

Gdy elektrownia będzie likwidowana – a w brytyjskich planach nie przewiduje się rozpoczęcia najdroższego etapu likwidacji przed upływem 135 lat od zamknięcia obiektu – oznacza to, że bardzo wysokie koszty likwidacji elektrowni będą miały małe znaczenie, nawet przy bardzo niskiej stopie dyskontowej, obowiązującej przy bardzo bezpiecznym inwestowaniu środków, z niską stopą zwrotu na poziomie 3%. Jeżeli założymy, że likwidacja elektrowni Magnox będzie kosztowała ok. 1,8 mld USD, a ostatni etap stanowi 65% całkowitego (niezdyskontowanego) kosztu tej likwidacji (1,17 mld USD), suma zaledwie 28 mln USD – zainwestowana w momencie, gdy elektrownia jest zamykana – przyrośnie na tyle, aby można było zapłacić za ostatni etap likwidacji elektrowni.

W przypadku metody DCF zakłada się, że ustalona stopa zwrotu będzie możliwa do uzyskania przez cały okres dyskontowania. Zważywszy, że nawet obligacje rządowe – postrzegane zwykle jako najbardziej bezpieczna forma inwestycji – mają maksymalnie 30-letni okres wykupu oraz że okres stu lat nieprzerwanego wzrostu gospodarczego nie nastąpił jeszcze nigdy w historii cywilizacji, takie założenie wydaje się trudne do usprawiedliwienia.

W przypadku energetyki jądrowej mamy zatem do czynienia z pewnym oczywistym paradoksem: aby określić na etapie realizacji inwestycji, czy będzie się ona opłacać, podaje się najczęściej bardzo wysoką stopę dyskontową (oczekiwaną stopę zwrotu) – na poziomie 15% lub wyższym. Natomiast w odniesieniu do środków potrzebnych na likwidację elektrowni stosuje się bardzo niską stopę dyskontową w celu określenia, jakiego wzrostu zapotrzebowania na te środki można oczekiwać.

Kluczem do rozwiązania tego paradoksu jest ryzyko. Inwestycje w elektrownie jądrowe były zawsze ryzykowne, ze względu na trudności z kontrolowaniem kosztów budowy, zmienny poziom wydajności, ryzyko wpływu zdarzeń zewnętrznych na eksploatację obiektu oraz fakt, że wiele procesów trzeba dopiero w pełni przetestować (np. składowanie odpadów wysoko radioaktywnych oraz likwidację elektrowni). W konkurencyjnym otoczeniu występują dodatkowe czynniki ryzyka, spowodowane sztywnością struktury kosztów elektrowni. Największe koszty trzeba ponieść niezależnie od tego, czy elektrownia będzie działać, czy nie. Zatem o ile elektrownie jądrowe będą w dobrej sytuacji, gdy hurtowa cena energii jest wysoka (jak w przypadku British Energy w latach 1996-1999), o tyle ich sytuacja stanie się trudna, jeżeli cena ta jest niska (jak było w latach 2000-2002). Fakt, że elektrownia przez dziesięć lat wypracuje wysokie zyski, nie uchroni jej przed bankructwem w trudnych latach, więc środowiska finansowe będą postrzegać inwestycje w energetykę jądrową jako nadzwyczaj ryzykowne i zastosują bardzo wysoką stopę procentową, odzwierciedlającą ryzyko łatwej utraty pożyczonych pieniędzy.

ZAŁĄCZNIK 3:
LIKWIDACJA ELEKTROWNI

Likwidacja elektrowni jądrowych wzbudza w ostatnich latach znaczne zainteresowanie opinii publicznej. Wiąże się to z tym, że planowane okresy eksploatacji reaktorów dobiegają końca, wykazywane w prognozach koszty likwidacji stają się coraz wyższe, a słabość systemów finansowych, których celem było zapewnienie odpowiednich środków na prace likwidacyjne – coraz bardziej oczywista.

Likwidacja elektrowni obejmuje zwykle trzy oddzielne fazy. W pierwszej usuwa się paliwo i zabezpiecza reaktor. Czas potrzebny na usunięcie paliwa różni się w zależności od rodzaju konstrukcji i jest krótszy w reaktorach, które są napełniane paliwem okresowo podczas odstawienia (np. reaktory PWR i BWR). Reaktory te są zaprojektowane w taki sposób, że około jednej trzeciej paliwa wymienia się w nich podczas corocznej kilkutygodniowej przerwy w eksploatacji. Reaktory z wymianą ciągłą, czyli odbywającą się w trakcie pracy (np. reaktory AGR i CANDU), wymagają znacznie dłuższego czasu, ponieważ maszyna do przeładunku paliwa jest skonstruowana tak, żeby stale wymieniać niewielkie ilości paliwa podczas pracy reaktora. Wymaga to precyzyjnych urządzeń, które pracują wolno, więc usunięcie całego rdzenia reaktora może trwać kilka lat. Gdy paliwo zostanie usunięte, nie ma już ryzyka wejścia reaktora w stan krytyczny. Zanika większość aktywności, a wszystkie odpady wysoko radioaktywne opuszczają obiekt. Dopóki faza ta nie zostanie zakończona, elektrownia musi zasadniczo pozostawać obsługiwana przez taką liczbę pracowników jak w trybie normalnej pracy. Istnieje więc silny bodziec ekonomiczny, żeby fazę I zakończyć jak najszybciej, zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa – i faza ta rzeczywiście kończy się zawsze najszybciej. Pod względem technicznym faza I jest łatwa – stanowi w dużej mierze kontynuację działań z okresu eksploatacji elektrowni. Należy zwrócić uwagę, że utylizacja zużytego paliwa nie jest uwzględniona w kosztach fazy I.

W fazie II wyburza się i usuwa nieskażone lub lekko skażone elementy konstrukcji, pozostawiając w zasadzie sam reaktor. Są to także raczej rutynowe prace, niewymagające szczególnej wiedzy specjalistycznej. W sensie ekonomicznym warto możliwie przedłużać tę fazę – po to, żeby zminimalizować kwoty, które trzeba zebrać od konsumentów na sfinansowanie tego etapu. Im dłuższe opóźnienie, tym więcej odsetek zgromadzi fundusz likwidacyjny elektrowni. Ograniczeniem czasowym jest moment, w którym nie da się już dłużej zapewnić integralności budynków i pojawia się ryzyko zawalenia konstrukcji elektrowni, co doprowadziłoby do uwolnienia materiałów radioaktywnych. W Wielkiej Brytanii planuje się opóźnianie fazy II przez okres do 40 lat po zamknięciu elektrowni.

Faza III – usunięcie rdzenia reaktora – jest znacznie droższa i stanowi największe wyzwanie technologiczne, wymagające zastosowania zdalnie sterowanych robotów. Podobnie jak w fazie II, z ekonomicznego punktu widzenia warto jest opóźniać rozpoczęcie prac tak długo, jak długo nie pojawia się zagrożenie – w Wielkiej Brytanii oczekuje się opóźnień sięgających 135 lat.

W idealnej sytuacji po zakończeniu fazy III ma pojawić się możliwość ponownego przekazania gruntów, zajmowanych przedtem przez elektrownię, do użytkowania bez żadnych ograniczeń. Innymi słowy poziom radioaktywności nie powinien być w takim miejscu wyższy niż w gruntach nieskażonych. W praktyce nie zawsze będzie to możliwe i w niektórych „brudnych" lokalizacjach – takich jak Dounreay w Szkocji, gdzie funkcjonował eksperymentalny reaktor prędki – zakłada się, że wykorzystanie ziemi pozostanie na zawsze ograniczone ze względu na wysoki poziom skażenia.

Na razie zlikwidowano bardzo niewiele elektrowni komercyjnych, które zakończyły cały „cykl życia", zatem koszty likwidacji nie są dobrze oszacowane. Twierdzi się, że konieczne działania udało się z powodzeniem zademonstrować w mniejszej skali, ale dopóki nie zostaną one zastosowane w dużych elektrowniach, proces ten nie może być postrzegany jako sprawdzony – wiele procesów, które w tej dziedzinie działały na niewielką skalę, sprawiało problemy, gdy ich wymiar osiągał poziom komercyjny.

Większość kosztów likwidacji elektrowni stanowią koszty składowania powstałych odpadów radioaktywnych. Koszt składowania odpadów na nowoczesnych składowiskach także nie jest precyzyjnie skalkulowany, szczególnie w odniesieniu

do odpadów średniotrwałych i długotrwałych odpadów nisko radioaktywnych, ze względu na brak doświadczenia w zakresie budowy instalacji przeznaczonych na takie odpady.

Ta niepewność znajduje odzwierciedlenie w sposobie, w jaki podaje się szacunki kosztów likwidacji elektrowni jądrowej. Zwykle przedstawia się je jako pewien procent kosztu budowy (na przykład 25%). Przyjmując oczywiste założenie, że koszty likwidacji elektrowni mają jedynie ograniczony związek z wydatkami poniesionymi na budowę, można zauważyć, jak niewiele wiemy na temat tych kosztów.

Typowy podział spodziewanych niezdyskontowanych kosztów likwidacji elektrowni może przykładowo wyglądać tak: jedna szósta na fazę I, jedna trzecia – na fazę II oraz połowa – na fazę III. Firmie British Energy nakazano uruchomienie „wydzielonego" funduszu, gromadzącego środki na likwidację elektrowni koncernu, choć oczekiwano, że faza I zostanie opłacona ze środków bieżących. BNFL, który był właścicielem elektrowni Magnox – do czasu przekazania tych elektrowni Urzędowi ds. Likwidacji Instalacji Jądrowych (Nuclear Decommissioning Authority) w kwietniu 2005 roku – jest przedsiębiorstwem państwowym, a polityka skarbu państwa nie zezwala firmom państwowym na tworzenie wydzielonych funduszy. British Energy przyjęło stopę dyskontową 3% dla pierwszych 80 lat, a następnie 0%, natomiast BNFL przyjął stałą stopę dyskonta na poziomie 2,5%. W 2003/04 roku British Energy zwiększyło stopę dyskonta do 3,5%.

Jeżeli przyjmiemy całkowity koszt likwidacji elektrowni na poziomie 1,8 mld USD oraz przedstawiony powyżej podział środków na poszczególne fazy – z fazą I realizowaną bezzwłocznie po zamknięciu obiektu, fazą II po 40 latach oraz fazą III po 135 latach – niezdyskontowane i zdyskontowane koszty będą kształtowały się tak, jak przedstawia to tabela 12.

Tabela 12: Przykładowe koszty likwidacji elektrowni (mln GBP)

	Bez dyskontowania	British Energy (3%)	British Energy (3.5%)	BNFL (2.5%)
Faza I	300	300	300	300
Faza II	600	184	151	223
Faza III	1 200	113	76	41
Razem	1 800	597	527	574

Źródło: Obliczenia własne autora

Oczekuje się, że likwidacja brytyjskich reaktorów chłodzonych gazem będzie bardzo droga – ze względu na ich duże rozmiary i związane z nimi ogromne ilości odpadów. Reaktory PWR i BWR są znacznie bardziej kompaktowe i przypuszcza się, że ich likwidacja może być o dwie trzecie tańsza, np. w przypadku Sizewell B może kosztować łącznie ok. 540 mln USD.

Wykorzystuje się różne instrumenty, które – zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci" – sprawiają, że ci, którzy zużywają energię elektryczną, ponoszą koszty likwidacji elektrowni. Jeżeli jednak koszty te są niedoszacowane, to – niezależnie od stosowanej metody – za jakiś czas wystąpią w zgromadzonych funduszach niedobory, które będą musiały zostać uzupełnione przez przyszłych podatników. Prognozowane koszty likwidacji elektrowni Magnox w Wielkiej Brytanii wzrosły przez ostatnie 20 lat około czterokrotnie, chociaż nie wykonano jeszcze prac stanowiących największe wyzwanie.

Najmniej pewną metodą gromadzenia środków na likwidację jest niepowiązana z żadnym funduszem metoda księgowania, w ramach której przedsiębiorstwo tworzy rezerwy księgowe na likwidację. To konsumenci wpłacają środki na te rezerwy, a przedsiębiorstwo może je swobodnie inwestować. Rezerwy te są wykazywane w bilansie przedsiębiorstwa. Ta metoda okaże się wiarygodna tylko wtedy, gdy można założyć, że przedsiębiorstwo będzie istniało do zakończenia procesu likwidacji elektrowni oraz że majątek, którym dysponuje, wygeneruje co najmniej założoną stopę zwrotu. Słabość tej metody ujawniła się, gdy Central Electricity Generating Board (CEGB) – podmiot, który do prywatyzacji w 1990 roku był właścicielem elektrowni w Anglii i Walii – został sprywa-

tyzowany. Z wpłat konsumentów utworzono rezerwy w wysokości ok. 1,7 mld GBP, ale przedsiębiorstwo zostało sprzedane za kwotę równą zaledwie około jednej trzeciej wartości swoich aktywów, więc w rzeczywistości utracono dwie trzecie środków. Rząd nie przekazał żadnych wpływów ze sprzedaży przedsiębiorstwu, które odziedziczyło elektrownie jądrowej, i straciło ono w ten sposób pozostałą część rezerw.

Pewniejszą metodą wydaje się wydzielony fundusz. W ramach tej metody konsumenci dokonują wpłat w trakcie całego „cyklu życia" elektrowni, a środki trafiają do niezależnie zarządzanego funduszu, do którego właściciel elektrowni nie ma dostępu. Są one inwestowane tylko w bardzo bezpieczne instrumenty, aby ograniczyć ryzyko straty. Takie inwestycje mogłyby osiągać zysk na poziomie nie wyższym niż 3%. Gdy pojawia się potrzeba likwidacji elektrowni, przedsiębiorstwo będące jej właścicielem może wykorzystać środki znajdujące się w tym wydzielonym funduszu. Także w tym wypadku istnieje ryzyko, które można ilustrować dotychczasowymi doświadczeniami brytyjskimi. Wydzielony fundusz British Energy nie obejmował fazy I – czyli zdecydowanie najdroższej fazy w ujęciu zdyskontowanym (ok. połowy kosztów) – a przedsiębiorstwo upadło na długo przed końcem okresu eksploatacji elektrowni. Na ratunek musiał pospieszyć rząd, a znaczna część kosztów likwidacji obciąży przyszłych podatników, którzy będą musieli zapewnić środki, gdy będzie realizowana likwidacja.

Prawdopodobnie najniższe ryzyko, że wielkość wpłat stanowiących zabezpieczenie będzie niewystarczająca, powstałoby w przypadku, gdyby wydzielony fundusz został otwarty z chwilą rozpoczęcia eksploatacji elektrowni i był zasilany środkami mogącymi pokryć koszty likwidacji elektrowni po zakończeniu jej „cyklu życia". Jeżeli założymy okres eksploatacji reaktora na poziomie 30 lat, a stopę dyskonta na poziomie 3%, wymagana suma stanowiłaby ok. 40% sum niezdyskontowanych. Skoro więc niezdyskontowane koszty likwidacji elektrowni to równowartość ok. 25% kosztów budowy, suma, którą trzeba by zebrać w tym funduszu, stanowiłaby około 10% kosztów budowy. Nawet taka procedura okazałaby się jednak niewystarczająca, jeżeli elektrownię trzeba by było zamknąć wcześniej, koszty jej likwidacji zostałyby niedoszacowane albo gdyby fundusze nie osiągnęły oczekiwanej stopy zwrotu.

Podsumowując, można stwierdzić, że kwoty niezbędne do sfinansowania likwidacji elektrowni jądrowych będą prawdopodobnie wysokie. Ale nawet w scenariuszach, które zapewniają najniższe ryzyko niedoboru funduszy na pokrycie kosztów likwidacji – jeżeli koszty te są precyzyjnie oszacowane – ich wpływ na całkowite koszty wydaje się ograniczony ze względu na efekt dyskontowania.

ZAŁĄCZNIK 4:
STAN PROJEKTÓW AMERYKAŃSKICH

Southern Company

Projekt Vogtle (w stanie Georgia) wydaje się obecnie najbardziej zaawansowanym projektem w ramach programu „Energia jądrowa 2010". W grudniu 2009 roku projekt ten (obejmujący dwa reaktory AP 1000) przewodził stawce kandydatów do uzyskania gwarancji kredytowych oferowanych przez rząd amerykański. Jako ironię można postrzegać fakt, że poprzednie bloki w Vogtle, ukończone w latach 80. XX wieku, stanowiły najbardziej jaskrawe przypadki olbrzymiego wzrostu kosztów. Przy szacowanym początkowo koszcie czterech bloków na poziomie 660 mln USD ostatecznie okazało się, że dwa bloki, które rzeczywiście powstały, kosztowały 8,87 mld USD.

NRC wydało Southern Company pozwolenie na prowadzenie w Vogtle prac budowlanych w ograniczonym zakresie (zasypki, ściany oporowe, izolacje wodochronne)[98] oraz „wstępną decyzję lokalizacyjną", zatwierdzającą umieszczenie w danym miejscu nowych reaktorów oraz plany na wypadek awarii. Komisja ds. Usług Publicznych Georgii (Georgia Public Service Commission) przychyliła się do wniosku przedsiębiorstwa Georgia Power – posiadającego 45,7% udziałów w projekcie Vogtle – i umożliwiła firmie odzyskiwanie kosztów finansowych (udział GP w finansowaniu projektu instalacji o mocy 2 234 MW wynosi 6,4 mld USD) dzięki wykazywaniu „prac budowlanych w toku", począwszy od 2011 roku[99]. Zapewnienie zwrotu kosztów ozna-

98 *NRC Grants 'Limited Work' Approval for Proposed Ga. Reactors*, ,,Greenwire'', 27 sierpnia 2009.

99 *Georgia PSC Approves Two Nuclear Reactors by Georgia Power, and a Biomass Conversion*, ,,Platts Global Power Report'', 19 marca 2009.

cza dla Southern Company możliwość kontynuacji prac budowlanych nawet w przypadku nieotrzymania gwarancji kredytowych. Doprowadziło to także do obniżenia oczekiwanego udziału firmy w kosztach finansowania projektu do 4,259 mld USD, a w łącznych kosztach – do 9,9 mld USD[100].

South Carolina Electricity & Gas

Podobnie jak Vogtle projekt Summer (stan Karolina Południowa) obejmował dwa reaktory AP 1000 i znajdował się na tzw. krótkiej liście amerykańskiego Departamentu Energetyki dotyczącej gwarancji kredytowych. SCE&G oszacowało w czerwcu 2008 roku[101] sam koszt dwóch bloków w Summer – bez infrastruktury przesyłowej i odsetek – na 9,8 mld USD. Jednak w styczniu 2009 roku skorygowało kalkulację wysokości swojego 55-procentowego udziału w kosztach z 4,8 mld do 6,3 mld USD, z czego wynika, że łączne koszty mają wynieść 11,5 mld USD[102]. Wartość tę podano jako „cenę całkowitą", więc prawdopodobnie obejmuje ona koszty odsetek.

UniStar

Konsorcjum UniStar to utworzone w 2007 roku *joint venture* EDF i Constellation Energy (Baltimore Gas & Electric). EDF przejął następnie 49,9% udziałów w istniejącej infrastrukturze nuklearnej Constellation. UniStar realizuje trzy projekty: Calvert Cliffs (stan Maryland), Nine Mile Point (stan Nowy York) i Elmore (stan Idaho) – po jednym reaktorze EPR. Najbardziej zaawansowany jest projekt Calvert Cliffs, umieszczony na krótkiej liście kandydatów do gwarancji kredytowych. Pozostałe dwa projekty – Nine Mile Point i Elmore – nie będą aktywnie realizowane, dopóki nie pojawi się perspektywa gwarancji kredytowych. W grudniu 2009 roku UniStar poprosił NRC o wstrzymanie procedury rozpatrywania złożonego przez firmę wniosku o wydanie COL dla Nine Mile Point.[103] Projekt Elmore jest w mniej zaawansowanym stadium niż Nine Mile Point. W kwietniu 2009 roku prezes UniStar powiedział, że Constellation nie ogłosił publicznie szacunkowych kosztów Calvert Cliffs oraz że dane te są poufne[104].

NRG

Projekt South Texas obejmuje dwa ABWR-y, mające zostać dostarczone przez Toshibę, która zastąpiła w marcu 2008 roku GE-Hitachi w funkcji dostawcy i oferuje praktycznie taką samą konstrukcję. To jedyny projekt uwzględniający konstrukcję ABWR, chociaż może się jeszcze okazać, że niektóre projekty zakładające zakup ESBWR-ów przejdą na technologię ABWR. Projekt, który znalazł się na krótkiej liście USDOE, wzbudził wielkie zainteresowanie opinii publicznej pod koniec 2009 roku. Nuclear Innovation North America (NINA) – *joint venture* należące w 88% do NRG i 12% do Toshiby – posiada 50% udziałów w projekcie South Texas. Pozostałe 50% należy do CPS, podmiotu będącego własnością miasta San Antonio. W październiku 2009 CPS oświadczył, że zamierza zredukować swoje udziały do 20–25%[105], a w grudniu badał możliwości całkowitego wyjścia ze spółki. Stało się tak po ujawnieniu informacji, że szacunki kosztów projektu podawane przez Toshibę (dostawcę) są o ok. 4 mld USD wyższe niż kwota 13 mld USD, którą CPS podał władzom miasta. CPS zwrócił się 6 grudnia do sądu w celu wyjaśnienia swoich praw w przypadku wycofania się z umowy. Spór nasilił się 23 grudnia, gdy NINA wystąpiła z powództwem przeciwko CPS argumentując, że CPS naruszył kontrakt i w takim przypadku powinien stracić zainwestowane setki milionów dolarów. W kilka godzin później CPS zażądał 32 mld USD i wystąpił z odpowiednim kontrpozwem, w którym twierdził, że NRG i Toshiba przyciągnęły CPS do projektu w wyniku „oszukańczych, niegodnych i bezprawnych działań", a następnie próbowały go wyeliminować[106]. W październiku 2009 roku okazało się, że koszty dwóch ABWR-ów dla South Texas szacuje się na 17 mld USD (w tym koszty finansowania). Kalkulacje bez kosztów finansowania nie są dostępne.

100 *Georgia Power Lowers Estimate*, „Nucleonics Week", 13 marca 2008.
101 *Power Market Developments – The American Way*, „Nuclear Engineering International", czerwiec 2008.
102 *SCE&G Discloses New Costs for Summer Nuke Expansion*, „SNL Power Week" (Kanada), 5 stycznia 2009.
103 *UniStar Puts Further Hold on Nine Mile Point-3*, „Nucleonics Week", 10 grudnia 2009.
104 *Constellation Energy CEO: French Firm Won't Influence Baltimore Gas & Electric Co.*, „Daily Record" (Baltimore), 28 kwietnia 2009.
105 *NRG 'Perplexed' as CPS Explores Exiting Plan for New Texas Reactors*, „Nucleonics Week", 10 grudnia 2009.
106 *Mayor Calls for Meeting of Reactor Partners*, „San Antonio Express", 5 stycznia 2010.

TXU Energy

Comanche Peak (stan Teksas) to jedyny projekt przewidujący zastosowanie reaktora APWR. Znajdował się na pierwszej krótkiej liście USDOE, ale potem został przesunięty na listę rezerwową. Dla Comanche Peak nie opublikowano dotąd szacunków kosztów budowy.

Exelon Corporation

W listopadzie 2008 roku Exelon ostatecznie zrezygnował z koncepcji ESBWR-ów dla swojej elektrowni Victoria (stan Teksas), gdzie planowano budowę dwóch bloków, i z doniesień wynika, że poszukuje alternatywnych konstrukcji[107]. W czerwcu 2009 Exelon podał do wiadomości, że wstrzymuje realizację projektu na ok. 20 lat, ale kontynuuje procedurę uzyskania wstępnej decyzji lokalizacyjnej[108].

Dominion

North Anna była jednym z pierwszych zgłoszonych projektów. Pierwotnie planowano zastosowanie kanadyjskich reaktorów ACR 700, ale w 2005 roku Dominion ogłosił rezygnację z ACR 700 i przejście na ESBWR. W styczniu 2009 Dominion podał do wiadomości, że nie doszedł do porozumienia z GE-Hitachi oraz że zastosuje „procedury oparte na konkurencji" w celu znalezienia oferenta mogącego dostarczyć dla elektrowni North Anna 3 reaktor, który „uzyska zezwolenia i zostanie zbudowany na warunkach odpowiadających przedsiębiorstwu"[109]. Dominion zakłada, że podejmie decyzję w sprawie dostawcy do końca pierwszego kwartału 2010 roku.

Entergy

W lutym 2009 roku Entergy poprosiło NRC o wstrzymanie procedury rozpatrywania wniosków o wydanie zezwoleń na budowę ESBWR-ów w Grand Gulf (stan Teksas) i River Bend (stan Luizjana), ze względu na obawy związane ze wzrostem cen[110]. Prezes i dyrektor generalny Entergy James Leonard stwierdził, że firma „natrafiła na mur nie do przebicia" w negocjacjach z GE Hitachi na temat prac inżynieryjnych, zaopatrzenia i robót budowlanych związanych z reaktorami ESBWR, ponieważ cena wzrosła do ponad 10 mld USD, co jego zdaniem znacznie przewyższa początkowe kalkulacje[111].

Duke Energy

Projekt Duke'a – Lee (stan Karolina Południowa) – przewiduje budowę dwóch reaktorów AP 1000. We wrześniu 2009 roku Duke Energy stwierdziło, że zamierza uruchomić pierwszy blok w 2021, a drugi w 2023 roku, czyli trzy lata później niż pierwotnie planowano[112]. Duke Energy oszacowało w listopadzie 2008 roku, że koszty OVN dwóch bloków elektrowni Lee wyniosą 11 mld USD – dwa razy więcej, niż wynikało z wcześniejszych kalkulacji[113].

Progress Energy

W ramach projektów Harris (stan Karolina Północna) i Levy (stan Floryda) zamierzano zbudować po dwa reaktory AP 1000. Nie osiągnięto jednak istotnego postępu w zakresie zaangażowania się przedsiębiorstw energetycznych w budowę tych bloków. Wstępne plany Progress Energy zakładają, że komercyjna eksploatacja pierwszego bloku w Harris rozpocznie się w 2019, a drugiego w 2020 roku. Wzrost popytu na energię okazał się jednak niższy niż przewidywano. Progress może zdecydować się na uczestnictwo w projektach firm Duke lub Dominion. Termin ukończenia bloków w Levy także przesunięto – z lat 2016/17 na 2019/20[114]. Progress Energy mimo to uzyskało zgodę na naliczenie klientom prawie 207 mln USD kosztów prac budowlanych (i innych) związanych z obiektami Levy 1 and Levy 2. Przeciętny klient zapłaci więc co miesiąc średnio o 5,86 USD więcej[115]. W lutym

107 *Exelon Drops ESBWR, Looks at Other Reactor Designs for Its Texas Project*, „Nucleonics Week", 27 listopada 2008.
108 *Exelon Suspends Plans for Texas Plant*, „Greenwire", 1 lipca 2009.
109 *Sales Talks Stall with Entergy, Dominion*, „Nuclear News", luty 2009.
110 *Entergy Revises Construction Plans, Looks again to Acquisitions*, „Nucleonics Week", 26 lutego 2009, s. 1.
111 *ESBWR Design Certification Rule To Be Completed in September 2011*, „Nucleonics Week", 12 listopada 2009.
112 *Duke May Push Back Startup of Lee Units*, „Nucleonics Week", 10 września 2009.
113 *Duke Raises Cost Estimate for Lee Plant*, „World Nuclear News", 7 listopada 2008.
114 *Potential AP1000 Buyers Unsure If NRC Design Finding Will Cause Delays*, „Inside NRC", 26 października 2009.
115 *The Florida PSC Approved Rate Recovery for New Reactors*, „Nuclear News", listopad 2009.

2009 roku Progress szacował koszt budowy elektrowni Levy na 14 mld USD bez kosztów infrastruktury przesyłowej i podłączenia, mających wynieść 3 mld USD[116].

AmerenUE

Ameren ogłosił, że wycofa swój projekt – reaktor EPR w Callaway (stan Missouri) – ponieważ „obecny stan przepisów nie daje pewności w zakresie finansowania i uzyskania decyzji regulatora, a pewności tej potrzebujemy do realizacji projektu"[117].

DTE Energy

Projekt DTE Energy obejmuje budowę jednego reaktora ESBWR w elektrowni Fermi (stan Michigan). Poinformowano, że koszty wyniosą ok. 10 mld USD, ale nie jest jasne, co kwota ta obejmuje[118].

PPL Corporation

Projekt PPL o nazwie Bell Bend (stan Pensylwania) – przewidujący budowę jednego reaktora EPR – to *joint venture* PPL (jako głównego udziałowca) i przedsiębiorstwa UniStar. Na stronie internetowej projektu można wyczytać, że koszty wyniosą od 13 do 15 mld USD, a kwota ta uwzględnia ryzyko wzrostu cen, koszty finansowe, pierwszy załadunek paliwa, nieprzewidziane wydatki i rezerwy[119].

Amarillo Power

Projekt Amarillo obejmuje dwa EPR-y i także stanowi *joint venture* z przedsiębiorstwem UniStar, którego partnerem jest w tym przypadku Amarillo Power. Do końca 2009 roku nie złożono wniosku o wydanie pozwolenia na budowę i eksploatację (COL).

FPL

Projekt Turkey Point przewiduje budowę dwóch reaktorów AP 1000. W listopadzie 2009 roku stanowy regulator – Komisja ds. Usług Publicznych Florydy (Florida Public Service Commission) – zezwolił spółce FPL na rozpoczęcie w 2010 roku pobierania od konsumentów opłat na pokrycie kosztów budowy obu bloków[120]. Komisja zatwierdziła te opłaty do wysokości 62,7 mln USD.[121] FPL poinformował komisję, że przewidywane koszty (OVN) budowy Turkey Point zmieszczą się w przedziale 3 108–4 540 USD/kW[122], jednak we wrześniu 2009 roku spółka oświadczyła, że przewidywane koszty wzrosły z 12,1–17,8 do 15–18 mld USD oraz że w związku z tym ukończenie budowy reaktorów ulegnie przesunięciu i nie nastąpi odpowiednio w 2018 i 2020 roku, jak pierwotnie planowano[123].

TVA

Tennessee Valley Authority różni się zasadniczo od pozostałych amerykańskich przedsiębiorstw energetycznych, ponieważ w 100% stanowi własność rządu federalnego. W związku z tym nie podlega – jak inne przedsiębiorstwa – stanowym regulatorom. Ma także łatwiejszy dostęp do kapitału i nie musi się martwić o swoją zdolność kredytową. Nie potrzebuje federalnych gwarancji kredytowych (i nie jest uprawnione do korzystania z nich). Nieprzypadkowo więc przedsiębiorstwo to znalazło się w czołówce podmiotów starających się o wznowienie zamówień na elektrownie jądrowe. Perspektywy planowanej budowy dwóch reaktorów AP 1000 w Bellefonte – jednego z pierwszych projektów w ramach programu „Energia jądrowa 2010" – uległy pogorszeniu po złożeniu przez TVA propozycji dokończenia częściowo gotowych bloków, na których prace przerwano w połowie lat 80. XX wieku. W grudniu 2009 roku TVA opublikowało oświadczenie dotyczące swoich planów rozwoju i oceny ich oddziaływania na środowisko, ale nie było tam mowy o drugim bloku AP 1000 dla Bellefonte. Wydaje się więc, że ostatecznie zrezygnowano z drugiego reaktora[124]. Jeżeli ponownie zostaną wydane pozwolenia na budowę rozpoczętych wcześniej obiektów, ich dokończenie może okazać się znacznie tańszym sposobem na zaspokojenie popytu niż budowa nowego bloku. TVA oszacowało, że koszty budowy (OVN) dwóch reaktorów AP 1000 wyniosą od 5,6 do 10,4 mld USD[125].

---

116 *EPC Contract Signed for Two AP1000s*, „Nuclear News", luty 2009.
117 Ameren, „AmerenUE Requests Sponsors to Withdraw Missouri Clean and Renewable Energy Construction Bills in General Assembly", komunikat prasowy, 23 kwietnia 2009, http://ameren.mediaroom.com/index.php?s=43&item=634.
118 Tina Lam, *DTE Applies for Another Nuclear Plant*, „Detroit Free Press", 19 września 2008, http://www.freep.com/apps/pbcs.dll/article?AID=/20080919/NEWS05/809190398.
119 http://www.bellbend.com/faqs.htm.
120 *The Florida PSC Approved Rate Recovery for New Reactors*, „Nuclear News", listopad 2009.
121 *United States: Florida Nuclear Utilities Recover Expansion Costs*, „Tenders Info", 22 października 2009.
122 *Power Market Developments*, „Nuclear Engineering International".
123 *FP&L Continuing with Plans to Build Reactors, but May Change Schedule*, „Nucleonics Week".
124 *TVA Announced the Issuance of Its Bellefonte Draft EIS*, „Nuclear News", grudzień 2009.
125 *Estimates Rise*, „Chattanooga Times".

Prognozowany poziom kosztów nowych elektrowni jądrowych rośnie w zastraszającym tempie. Jak wynika z wyliczeń, w ciągu ostatniej dekady koszty te wzrosły pięciokrotnie i należy oczekiwać, że wraz z unowocześnianiem stosowanych technologii będą rosły nadal. Do tego dochodzą nierozwiązane problemy finalnego składowania odpadów oraz duża podatność technologii atomowej na awarie. Energetyka atomowa była i nadal jest w dużym stopniu dotowana ze środków publicznych. Szacuje się, że w Niemczech poziom dotychczasowych dotacji to rząd wielkości 100 miliardów euro. Miliardowe rezerwy na zagospodarowanie odpadów jądrowych i rozbiórkę elektrowni to nieopodatkowane środki, z których korzystają koncerny. Natomiast odpowiedzialność cywilna operatorów jest ograniczona do kwoty 2,5 miliarda euro, czyli bardzo niewielkiej części rzeczywistych kosztów nawet niezbyt poważnego wypadku. Mimo to władze części krajów podejmują coraz bardziej zdecydowane działania w celu umożliwienia dalszej eksploatacji istniejących siłowni bądź wspierania zamówień na nowe obiekty – argumentując, że energia jądrowa to najtańszy sposób na przeciwdziałanie zmianom klimatu. Ten oczywisty paradoks można po części stosunkowo łatwo wyjaśnić – wskazując różnice pomiędzy bieżącymi kosztami eksploatacji energetyki jądrowej (które są zwykle stosunkowo niskie) oraz pełnymi kosztami energetyki jądrowej (w tym zwrotem kosztów budowy), które są znacznie wyższe. Celem niniejszego opracowania jest ustalenie kluczowych parametrów ekonomicznych mających wpływ na koszty energii jądrowej oraz analiza czynników warunkujących te parametry. Okazuje się, że bez dotacji i gwarancji (przerzucanych na użytkowników energii i podatników) nowe elektrownie atomowe nie będą budowane.

HEINRICH BÖLL STIFTUNG
WARSZAWA

ul. Żurawia 45, III p., 00-680 Warszawa
T 22 59 42 333 F 22 59 42 337
E hbs@boell.pl W www.boell.pl