

Warszawa, grudzień 2022 (aktualizacja)

Zebrał i opracował informacje: Tomasz Podgajniak

Czy energetyka atomowa to dobry kierunek transformacji?

Stan rozwoju energetyki jądrowej na świecie

Trudno jest zakwestionować fakt, że w zestawieniu klasycznych rozwiązań elektrotechniki ciepłej, wykorzystujących różne metody przemiany energii ciepłej w energię elektryczną, energetyka jądrowa (atomowa) charakteryzuje się względnie niską emisyjnością w całym „cyklu życia” tego typu obiektów.

W ocenie tej nie można jednak pomijać niebagatelnych oddziaływań środowiskowych, jakie występują podczas eksploatacji złóż rud uranowych oraz w procesach wytwarzania paliwa jądrowego, a także w związku z koniecznością przetwarzania i ostatecznego składowania materiałów promieniotwórczych o różnej skali radioaktywności oraz czasu półrozpadu. Kwestie te są z reguły pomijane lub bagatelizowane przez promotorów rozwoju energetyki atomowej na świecie, a zwolennicy energetyki atomowej z naszego kraju zasadniczo się od nich nie pod tym względem różnią.

Trzeba też jednak wyraźnie powiedzieć, że kwestie te są dość dobrze rozpoznane i istnieją adekwatne, choć nie tanie, rozwiązania techniczne i systemowe, pozwalające te problemy przynajmniej częściowo rozwiązać, czy zniwelować. Jednak Polska w tej dziedzinie nie ma aktualnie żadnego własnego potencjału, ani odpowiedniego doświadczenia i będzie zmuszona korzystać, przynajmniej przez jakiś czas, a zapewne zawsze, z kosztownych usług oferowanych przez inne kraje. Pamiętać bowiem należy, że obiekty magazynowania materiałów radioaktywnych muszą być projektowane z perspektywą bezpiecznego funkcjonowania przez setki, a nawet tysiące lat.

Z punktu widzenia oceny ekonomicznej wykonalności, czy wręcz sensowności tego elementu planu polskiej transformacji energetycznej istotniejsze jest jednak ustalenie, ile ten program będzie kosztować na etapie inwestycyjnym, jakie przyniesie efekty w odniesieniu do poniesionych ogromnych nakładów i jak się to wszystko ma do trendów obserwowanych w światowej i europejskiej energetyce.

Nakłady te, to nie tylko koszty wybudowania samej elektrowni, ale także odpowiedniej rozbudowy sieci przesyłowych oraz infrastruktury drogowej i kolejowej, po której transportowane byłoby paliwo i odpady radioaktywne. Na tym etapie analizy koniecznie trzeba dopilnowywać, aby w rachunku ciągnionym, jaki trzeba byłoby ostatecznie zapłacić za rozwój tego sektora w Polsce, koszty te zostały w pełni uwzględnione. Nie byłyby to bowiem pozycje nic nie znaczące.

Z danych Międzynarodowej Agencji Energii (MAE/IAE¹) wynika, że aktualnie na świecie, w 32 państwach (plus Tajwan), działa około 440 reaktorów jądrowych o łącznej mocy rzędu 390 GWe. Ponad połowa działających reaktorów zlokalizowana jest w 4 krajach: USA – 95, Francja – 57, Chiny – 47 i Rosja – 38. Instalacje te w 2021 r. dostarczyły ca 2650 TWh, czyli około 10% światowej produkcji energii elektrycznej².

Jest tajemnicą poliszynela, iż zasadniczym impulsem do dynamicznego rozwoju tego sektora, zwłaszcza w II połowie XX wieku, w wymienionych powyżej i wielu innych krajach nie były tylko potrzeby cywilnego

¹ International Energy Agency – Międzynarodowa Agencja Energii (polskie źródła używają też nazwy Energetyczna) to agenda OECD utworzona w 1974 do której należy aktualnie 30 krajów, w tym Polska. IAE nie zajmuje się, poza obserwacjami statystycznymi, rozwojem energetyki jądrowej. W dziedzinach tych specjalizują się Agencja Energetyki Jądrowej OECD oraz znacznie ważniejsza Międzynarodowa Agencja Energetyki Jądrowej przy ONZ z siedzibą we Wiedniu

² <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx>

sektora energetycznego, ale także, a może nawet przede wszystkim, cele militarne. Rodzi to określone implikacje prawne i technologiczne, ale także polityczno-socjologiczne.

Dla konkluzji formułowanych w ramach tego opracowania nie mają one aż tak istotnego znaczenia, jednak nie można też o nich zapominać, gdyż sprzeciw przeciwko rozprzestrzenianiu się broni jądrowej stanowił główny impuls do powstania większości z funkcjonujących dziś na świecie organizacji społecznych i partii politycznych, które protestują przeciwko rozwojowi energetyki atomowej.

Jak łatwo policzyć średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej (tzw. Capacity Factor³) istniejących elektrowni atomowych przekracza w tym sektorze 77% (6750 godzin/rok), a w części bloków jądrowych sięga nawet 85% i więcej. Tak wysoki poziom wykorzystania zdolności produkcyjnych, znacznie wyższy niż w innych sektorach elektroenergetyki, wynika głównie z faktu, iż w cenie energii wytwarzanej w reaktorach jądrowych koszty paliwa nie przekraczają kilku USD/MWh, a większość kosztów to tzw. koszty stałe - trwający z reguły całe dekady zwrot nakładów inwestycyjnych oraz wysoka amortyzacja. Konkurencja na rynku energii wymusza zatem maksymalizację produkcji, bo tylko wtedy jest szansa na obniżenie ceny energii wytwarzanej w tych urządzeniach.

Z dostępnych danych wynika, że elektrownie jądrowe wybudowane w latach 70-tych i 80-tych, na podstawie relatywnie tanich projektów nie obejmujących tak kosztownych zabezpieczeń jakich oczekuje się obecnie, po katastrofie japońskiej elektrowni atomowej w Fukushima (2011 r), pracujące w systemach elektroenergetycznych poddanych regułom gospodarki wolnorynkowej, są w stanie utrzymywać rentowność sprzedając energię elektryczną po cenie rzędu 25-35 Euro/MWh (dane z rynków europejskich sprzed wybuchu pandemii i wojny w Ukrainie).

Wyznacza to rzeczywisty poziom kosztów w tych elektrowniach jądrowych, które zakończyły okres spłaty zaciągniętych kredytów. Jednak prognozowane ceny energii z nowych bloków, planowanych do oddania do użytku w nadchodzących latach, są już kilkunastokrotnie wyższe.

Opinii publicznej szczególnie dobrze znany jest przykład inwestycji w brytyjskiej elektrowni jądrowej Hinckley Point, gdzie dla nowego bloku EPR o mocy 1600 MWe⁴ (a więc podobnego, do jednej z opcji planowanych do zbudowania w Polsce) uzgodniono w 2014 r. 35-letnią gwarancję odkupu energii po cenie 92 funtów/MWh (dziś ta kwota przekracza 107 funtów, gdyż podlega ona corocznej indeksacji inflacyjnej).

Pracujące dziś na świecie reaktory cechuje też względnie mała elastyczność regulacyjna – bardzo szybkie obniżanie i zwiększanie produkcji nie jest w praktyce możliwe, a nawet wolniejsze zmiany sporo kosztują.

Jest to istotna informacja, gdyż podważa twierdzenia, często powtarzane ostatnio w Polsce, iż energetyka jądrowa pełnić może funkcję stabilizującą pracę systemu elektroenergetycznego, zakłócanego przez rosnący udział „niesterowalnych”⁵ odnawialnych źródeł energii, takich jak energetyka wiatrowa, czy fotowoltaika. Jest wręcz przeciwnie – reaktory jądrowe powinny raczej pracować w stabilnym reżimie, blokując stale część pasma zapotrzebowania na energię elektryczną. Prowadzi to jednak niejednokrotnie do sytuacji, w których w systemach z dużym udziałem energetyki jądrowej ceny energii w okresach spadku zapotrzebowania, np. w tzw. dolinie nocnej, osiągały wartości ujemne, gdyż nie opłacałoby się zatrzymywać pracy tych instalacji.

³ Capacity Factor (CF) – stosunek produkcji energii rzeczywiście osiągniętej do teoretycznej produkcji jaką można byłoby osiągnąć zakładając że dana instalacja pracuje z maksymalną mocą nominalną przez 100% czasu w roku (8760 MWh/MW mocy zainstalowanej)

⁴ MWe – jednostka mocy elektrycznej, megawaty energii elektrycznej, czyli miliony watów; 1000 MWe = 1 GWe; 1000 GWe = 1 TWe

⁵ Krytycy tych technologii nieustannie podnoszą zarzut, że przecież słońce nie zawsze świeci, a wiatr nie zawsze wieje i operator takiej instalacji oze może wprawdzie w miarę dokładnie oszacować, ile energii wytworzy w najbliższym czasie, ale nie ma żadnego wpływu na to kiedy ona powstanie

Moc elektrowni jądrowych na świecie sukcesywnie, acz powoli rośnie – wg danych z grudnia 2022 r. w 15 krajach prowadzona jest budowa 55 reaktorów, o łącznej mocy ok. 60 GWe, w tym 21 projektów w Chinach (23,5 GWe) i 8 w Indiach (6,6 GWe).

Reaktory atomowe w budowie na świecie (stan na grudzień 2022 r)

Termin uruchomienia ⁶	Kraj/wykonawca	Blok jądrowy	Model	Moc brutto MWe
2022	Białoruś, BNPP	Ostrowiec 2	VVER-1200	1194
2022	Chiny, CGN	Fangchenggang 3	Hualong One	1180
2022	Rosja, Rosenergoatom	Kursk II-1	VVER-TOI	1255
2023	Bangladesz	Rooppur 1	VVER-1200	1200
2023	Chiny, CGN	Fangchenggang 4	Hualong One	1180
2023	Chiny, CNNC	Xiapu 1	CFR600	600
2023	Francja, EDF	Flamanville 3	EPR	1650
2023	Indie, NPCIL	Kakrapar 4	PHWR-700	700
2023	Indie, NPCIL	Kalpakkam PFBR	FBR	500
2023	Indie, NPCIL	Kudankulam 3	VVER-1000	1000
2023	Indie, NPCIL	Kudankulam 4	VVER-1000	1000
2023	Indie, NPCIL	Rajasthan 7	PHWR-700	700
2023	Indie, NPCIL	Rajasthan 8	PHWR-700	700
2023	Korea Płd., KHNP	Shin Hanul 2	APR1400	1400
2023	Korea Płd., KHNP	Shin Kori 5	APR1400	1400
2023	Rosja, Rosenergoatom	Kursk II-2	VVER-TOI	1255
2023	Słowacja, SE	Mochovce 3	VVER-440	471
2023	Słowacja, SE	Mochovce 4	VVER-440	471
2023	Turcja	Akkuyu 1	VVER-1200	1200
2023	ZRA, ENEC	Barakah 4	APR1400	1400
2023	USA, Southern	Vogtle 3	AP1000	1250
2023	USA, Southern	Vogtle 4	AP1000	1250
2024	Bangladesz	Rooppur 2	VVER-1200	1200
2024	Chiny, SPIC & Huaneng	Shidaowan 1	CAP1400	1500
2024	Chiny, Guodian & CNNC	Zhangzhou 1	Hualong One	1212
2024	Iran	Bushehr 2	VVER-1000	1057
2024	Korea, KHNP	Shin Kori 6	APR1400	1400
2024	Turcja	Akkuyu 2	VVER-1200	1200
2025	Chiny, SPIC & Huaneng	Shidaowan 2	CAP1400	1500
2025	Chiny, CGN	Taipingling 1	Hualong One	1200
2025	Chiny, Guodian & CNNC	Zhangzhou 2	Hualong One	1212
2025	Turcja	Akkuyu 3	VVER-1200	1200
2026	Chiny, CGN	Cangnan/San'ao 1	Hualong One	1150

⁶ Ostatni raportowany termin włączenia do sieci

2026	Chiny, Huaneng & CNNC	Changjiang 3	Hualong One	1200
2026	Chiny, CNNC	Changjiang SMR 1	ACP100	125
2026	Chiny, CGN	Taipingling 2	Hualong One	1202
2026	Chiny, CNNC	Tianwan 7	VVER-1200	1200
2026	Chiny, CNNC	Xiapu 2	CFR600	600
2026	Indie, NPCIL	Kudankulam 5	VVER-1000	1000
2026	Rosja, Rosatom	BREST-OD-300	BREST-300	300
2026	Turcja	Akkuyu 4	VVER-1200	1200
2027	Argentyna, CNEA	Carem	Carem25	29
2027	Chiny, CGN	Cangnan/San'ao 2	Hualong One	1150
2027	Chiny, CNNC	Sanmen 3	CAP1000	1250
2027	Chiny, CNNC	Tianwan 8	VVER-1200	1200
2027	Chiny, CNNC & Datang	Xudabao 3	VVER-1200	1200
2027	Chiny, Huaneng & CNNC	Changjiang 4	Hualong One	1200
2027	Indie, NPCIL	Kudankulam 6	VVER-1000	1000
2027	UK, EDF	Hinkley Point C1	EPR	1720
2028	Brazylia, Eletrobrás	Angra 3	Pre-Konvoi	1405
2028	Chiny, CGN	Lufeng 5	Hualong One	1200
2028	Chiny, CNNC & Datang	Xudabao 4	VVER-1200	1200
2028	Egipt, NPPA	El Dabaa 1	VVER-1200	1200
2028	UK, EDF	Hinkley Point C2	EPR	1720
2030	Egipt, NPPA	El Dabaa 2	VVER-1200	1200

Powyższa tabela nie uwzględnia kilku projektów (np. rozbudowa elektrowni Chmielnicki w Ukrainie), których realizacja została wstrzymana.

MAE (IEA) w swoim raporcie z 2021 r zakładała w najbardziej prawdopodobnym scenariuszu, że moc zainstalowana EJ wzrośnie w 2050 r. do poziomu 525 GWe⁷, z produkcją rzędu 17,8 T (czyli 2,9% z 17,8 TWe mocy wszystkich wybudowanych do tego czasu jednostek wytwórczych energii) zapewniając pokrycie ok. 8 % światowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a więc pod względem udziału w podaży mniej niż ma to miejsce obecnie.

Ponadto 30 krajów ogłosiło, że opracowuje lub rozważa opracowanie planów budowy elektrowni jądrowych – w zaawansowanym stadium są plany budowy ok. 100 reaktorów (o łącznej mocy ok. 110 GWe), a rozważania obejmują kolejne 300 instalacji. Większość projektów atomowych już realizowanych lub planowanych do realizacji zlokalizowana jest w Azji (Chiny, Indie, Korea Płd., Iran, ZRA). Jeżeli Chiny zrealizują swoje plany rozbudowy sektora wysuną się pod względem potencjału na pierwsze miejsce w świecie, przed Stanami Zjednoczonymi.

W Europie w końcówce 2022 r działało 169 reaktorów atomowych o mocy zainstalowanej netto 152,187 MWe (z czego 6 działa w azjatyckiej części Federacji Rosyjskiej). Jednocześnie w trakcie realizacji w 6

⁷ World Energy Outlook, IEA 2021

krajach znajduje się 12 jednostek o łącznej mocy 12,7 GWe. W krajach Unii Europejskiej też są budowane lub planowane są nowe jednostki (3), a w Wlk. Brytanii (2).

Znaczne przyrosty mocy produkcyjnych mają być też uzyskane przez modernizację/zastąpienie istniejących instalacji. W wielu krajach, szczególnie w USA, przyjęto programy przedłużania okresu eksploatacji (licencje nawet do 60 lat), co pozwala utrzymać moce produkcyjne w starszych obiektach budowanych jeszcze w latach 70/80-tych. Jednocześnie, dzięki modernizacjom tych bloków rosną ich moce/wydajności. W Szwajcarii wydajność wszystkich czterech reaktorów wzrosła dzięki modernizacjom o ponad 13%, a niektóre bloki w USA zwiększyły ją nawet o 20%.

W elektrowni Olkiluoto (Finlandia) unowocześniono w kilku podejściach m.in. dwa reaktory BWR uruchomione w 1978 i 1980 r. zwiększając ostatecznie ich łączną moc (po zasadniczej przebudowie w latach 2010-2011) z pierwotnych 1320 MWe do 1760 MWe. Natomiast w grudniu 2021 r uruchomiono tam, po przekroczeniu terminu oddania do użytku o blisko 13 lat, kolejny reaktor, tym razem typu EPR 1600 (projekt wspólny Areva-Siemens), który pełną moc przyłączeniową osiągnął niespełna rok później, w październiku 2022 r. Był to pierwszy od ponad 3 dekad nowy reaktor jądrowy uruchomiony w Europie Zachodniej, którego realizację rozpoczęto po 15 latach przerwy w tym zakresie.

Kraj	Reaktory w eksploatacji		Reaktory w realizacji	
	ilość	moc netto GWe	Ilość	moc netto GWe
Belgia	6	4,936	–	–
Bułgaria	2	2,006	–	–
Czechy	6	3,934	–	–
Finlandia	5	4,394	–	–
Francja	56	61,370	1	1,630
Niemcy	3	4,055	–	–
Węgry	4	1,916	–	–
Niderlandy	1	0,482	–	–
Rumunia	2	1,300	–	–
Słowacja	4	1,868	2	0,880
Słowenia	1	0,688	–	–
Hiszpania	7	7,121	–	–
Szwecja	6	6,882	–	–
<i>Razem UE</i>	103	100,95		
Rosja	37	27,757	4	3,759
Białoruś	1	1,110	1	1,110
Szwajcaria	4	2,960	–	–
Ukraina	15	13,107	2	2,070
Zjednoczone Królestwo	9	5,883	2	3,260
<i>Łącznie Europa</i>	169	151,77	12	12,709

W 2022 r. w 13 państwach członkowskich Unii Europejskiej działało łącznie 103 reaktorów jądrowych (z czego więcej niż połowa we Francji), które produkowały około 25% wytwarzanej w UE energii elektrycznej. Większość z tych jednostek uruchomiono w latach 70-tych i 80-tych ubiegłego stulecia, a tylko we Francji konsekwentnie realizowano kolejne projekty, z których ostatni oddano do użytku w

2004 roku. Aktualnie realizowane lub kończone projekty zachodnioeuropejskie (Olkiluoto, Flammanville, Hinkley Point) to przedsięwzięcia podjęte po ponad 15 latach zastoju inwestycyjnego w tym zakresie.

Jednocześnie niektóre kraje europejskie już podjęły lub rozważają decyzję o całkowitej rezygnacji z energetyki atomowej. Liderami są tu Austria, w której od 1979 r. obowiązuje zakaz budowy obiektów tego typu, a jej rząd sprzeciwia się ostro planom swoich sąsiadów oraz Niemcy, które planują zamknięcie wszystkich pracujących obecnie reaktorów (3 jednostek o łącznej mocy ca 4 GWe i udziale w produkcji energii elektrycznej rządu 12-13%) do kwietnia 2023 r. (pierwotnie miało to stać się w końcu 2022 r, ale ze względu na kryzys energetyczny wywołany przez Federację Rosyjską podjęto w listopadzie 2022 r decyzję o przesunięciu tego terminu.

Wybrane reaktory atomowe realizowane w ostatnich 2 dekadach
Wlk. Brytania: budowa EJ Hinkley Point - 2 bloki EPR o mocy 1600 MWe każdy
<ul style="list-style-type: none"> Decyzja o realizacji projektu zapadła w końcu 2014 r, a faktyczne prace podjęto z początkiem 2017 r, z planami uruchomienia pierwszego bloku w 2023 r. W połowie 2022 r. zweryfikowano harmonogram przyjmując, że produkcja energii rozpocznie się w 2027 r. Wartość kontraktu w 2014 r. określono na 16 mld £ (funtów), obecnie wzrosła do 25-26 mld £ – koszt 1 GW: 8 mld £, czyli 43 mld zł Aktualny termin uruchomienia to 2026 r. (EDF twierdzi, że poprzedni termin 2025 r. musi zostać przesunięty ze względu na COVID19) Kontrakt na dostawę energii ma obowiązywać przez 35 lat od momentu przekazania inwestycji do użytkowania. Cena gwarantowana w kontrakcie różnicowym to 92,5 £ (waloryzowany wskaźnikiem wzrostu cen od poziomu z 2012 r. na koniec 2021 r. sięgnął poziomu £ 106/MWh, czyli ok. 560 zł/MWh netto)
Finlandia: rozbudowa istniejącej EJ Olkiluoto - blok z reaktorem EPR⁸ o mocy 1650 MWe obok funkcjonujących już 2 reaktorów BWR o mocy 880 MW każdy uruchomionych na przełomie lat 70/80-tych
<ul style="list-style-type: none"> Decyzję o budowie bloku podjęto w 2003 r, a inwestycję rozpoczęto w 2005 r, z zamiarem jej uruchomienia w 2009 r. Po wielokrotnych zmianach harmonogramu, rozpadzie konsorcjum Areva-Simens i upadłości głównego wykonawcy blok zostanie oddany do eksploatacji w lutym 2023 r. – 14 lat opóźnienia! Początkowa wartość kontraktu 3 mld € (aktualne skorygowane koszty inwestycji nie mniej niż 11 mld €) - koszt 1 GW: 6,9 mld euro, czyli 31 mld zł
Francja: budowa bloku jądrowego w EJ Flamanville o mocy 1650 MWe (etap 3 w istniejącej EJ)
<ul style="list-style-type: none"> Decyzja o realizacji inwestycji zapadła w 2005 r., a podjęto ją w 2007 r. z planem oddania do użytku w 2012 r. Po wielokrotnych zmianach, zweryfikowany termin uruchomienia to IQ 2024 r. (12 lat opóźnienia) Początkowa wartość kontraktu – 3,9 mld €. Skorygowane w 2022 r. koszty inwestycji to ok. 13,3 mld € - koszt 1 GW: 8 mld euro, czyli ok. 38 mld zł
USA, Georgia, budowa 2 bloków EP 1000 w Vogtle Electric Generating Plant
<ul style="list-style-type: none"> W 2008 r. firma Westinghouse podpisała kontrakt na budowę 2 dodatkowych bloków AP1000 (swoje najnowsze osiągnięcie konstruktorskie) w EJ Vogtl, , obok 2 pracujących już reaktorów o mocy 1250 MW każdy, uruchomionych w 1987 i 1989 roku. Był to pierwszy kontrakt na budowę EJ podpisany przez Westinghouse w USA od 30 lat! Jego realizacja była jedną z przyczyn bankructwa firmy w 2017 r. Po jej upadłości budowę przejęła firma Bechtel. Projekt rozpoczęty w 2009 r, z planem uruchomienia pierwszego bloku w 2016 r. a drugiego w 2017 r. jest znacząco opóźniony, o co najmniej 6 lat

⁸ EPR – European Power Reactor, oryginalny projekt bloku jądrowego III generacji, opracowany przez francuską firmę Areva. Dotychczas na świecie funkcjonuje tylko jeden reaktor tego typu, w Chinach

<ul style="list-style-type: none"> • Koszty wzrosły z pierwotnego poziomu 14 mld USD, do co najmniej 28,5 mld USD. Oddanie do regularnej eksploatacji pierwszego bloku przewidywane jest w 2023 r.
<p>Zjednoczone Emiraty Arabskie, Elektrownia Jądrowa Barakah - budowa 4 reaktorów APR-1400, o łącznej mocy 5380 MW</p>
<ul style="list-style-type: none"> • To pierwszy obiekt tego typu na Półwyspie Arabskim i drugi w regionie Zatoki Perskiej, który ma zaspokoić ca 25% potrzeb ZEA na energię elektryczną.
<ul style="list-style-type: none"> • Wartość kontraktowa projektu realizowanego przez Korea Electric Power Corporation (KEPCO) ustalono początkowo na 20 mld USD, a w 2018 r. podniesiono ją do 24,4 mld USD. W 2011 roku Bloomberg poinformował, że KEPCO dostało dodatkowy kontrakt o wartości 20 miliardów dolarów na eksploatację, konserwację i dostawy paliwa.
<ul style="list-style-type: none"> • Projekt wystartował w 2009 roku z planem rozpoczęcia dostawy energii elektrycznej z 1-szej jednostki w 2017 roku. Blok 1 ukończono ostatecznie w grudniu 2018 r. a regularną produkcję energii podjęto w kwietniu 2021 r. Blok 2 ukończono w kwietniu 2021 r. , a produkcję energii rozpoczęto w marcu 2022 r. Blok 3 znajduje się w fazie testów od października 2022 r, a na bloku 4 prace zbliżają się do zakończenia.
<p>Węgry: rozbudowa istniejącej EJ Paks (podwojenie mocy dzięki budowie 2 bloków WWER o mocy 1200 MW każdy).</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Decyzję o rozbudowie podjęto na przełomie 2009/2010 r., ale mimo zakończenia prac przygotowawczych budowa nie została jeszcze rozpoczęta. Ostatni ogłoszony publicznie termin końcówki 2022 r (8 lat po podpisaniu kontraktu z Rossatom) nie został jak się wydaje dotrzymany. Według tych planów pierwszy blok miano oddać do użytku w 2029 roku
<ul style="list-style-type: none"> • Wartość inwestycji szacowana jest obecnie na 12,5 mld euro, (80% finansowania z rosyjskiego kredytu w wysokości 10 mld euro). koszt 1 GW: 5,3 mld euro, czyli 23,5 mld zł
<p>Słowacja: Budowa 2 bloków o mocy 440 MW każdy w istniejącej EJ Mochovce</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Inwestycja jest kontynuacją planów rozbudowy potencjału jądrowego Słowacji przyjętych jeszcze przed transformacją ustrojową i zamrożonych w latach 90-tych. Kontrakt z włoskim koncernem Enel podpisano w 2005 r, a inwestycję podjęto w 2008 r. z zamiarem oddania instalacji do użytku w latach 2012-2013.
<ul style="list-style-type: none"> • Po wielokrotnych zmianach terminów i budżetu projektu w 2022 r. trwały przygotowania do uruchomienia bloku nr 3, który rozpocznie regularną produkcję w I połowie 2023 r. Termin uruchomienia bloku nr 4 jest niepewny (co najmniej 12 lat opóźnienia).
<ul style="list-style-type: none"> • Pierwotny koszt przedsięwzięcia określono wstępnie na ca. 1,6 mld euro, ale zwiększono go w momencie rozpoczęcia inwestycji do 2,8 mld euro. Według informacji z grudnia 2022 r koszt inwestycji wzrośnie do co najmniej 6,2 mld euro (koszt 1 GW: 7 mld euro, czyli ok. 31,5 mld zł)
<p>Białoruś: Budowa 2 bloków typu WWER o mocy 1110 MWe każdy w EJ Ostrowiec</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Decyzję o budowie EJ podjęto w latach 2006-2008, przetargi kontrakty sfinalizowano do 2013 r, a realizację projektu rozpoczęto w 2014 r. z założeniem oddania do użytku bloku nr 1 w 2019 r, a bloku nr 2 w 2020 r
<ul style="list-style-type: none"> • Wartość kontraktu szacowano oficjalnie na ok. 11 mld USA z czego ok. 90% miało być sfinansowane z pożyczki udzielonej przez stronę rosyjską, co oznacza koszt rzędu 4,6 mln USD/MW
<ul style="list-style-type: none"> • Uruchomienie bloku nr 1 nastąpiło w listopadzie 2020 r, ale jednostka była już co najmniej raz odłączona od sieci (styczeń 2021), ze względu na problemy techniczne. Ostateczną licencję na eksploatację wydano w czerwcu 2021 r. W 2022 r prowadzono testy bloku nr 2, ale brak jest oficjalnych informacji o podjęciu przez jednostkę generacji energii.

Jak z powyższego zestawienia wynika, żaden z realizowanych obecnie projektów atomowych w Unii Europejskiej i UK nie został zrealizowany zgodnie z założeniami. Podobnie jest w USA, gdzie opóźniona o wiele lat jest realizacja 2 bloków PM1000 w Georgii, a ich koszt przekracza już 11 mld USD/GWe.

Gdyby tyle miały ostatecznie kosztować reaktory planowane do budowy w Polsce to nakłady na realizację pierwszej fazy Programu Jądrowego (7,7 GWe do 2045 r) wyniosłyby (w cenach dzisiejszych) ok. 65 mld euro, albo 80 mld dolarów (czyli ok. 290-300 mld PLN). Tymczasem ze wskaźników podanych w polskim Programie wynika, że koszt ten zamknąłby się w kwocie ok. 155-160 mld PLN. Terminy oddania do użytku przesuwano o 9-10 lat, a w jednym przypadku nawet o 13 lat, średni czas realizacji sięga 15 lat, a zakładane początkowo budżety wzrosły nawet 3-krotnie.

Są to fakty, które trzeba rzetelnie uwzględniać oceniając plany budowy nowych reaktorów, w tym zwłaszcza w ramach Polskiego Programu Energetyki Jądrowej.

Polski Program Energetyki Jądrowej (PPEJ) z 2020 r. [streszczenie]

Zgodnie z założeniami Programu do roku 2050 mają/mogą powstać w Polsce 3 Elektrownie Jądrowe – po 3 x EPR⁹ 1100 MWe w każdej, nieprzesądzonej jeszcze ostatecznie lokalizacji (do 2045 r. 7,7 GWe)

Rozważane są aktualnie co najmniej 4 najbardziej prawdopodobne opcje lokalizacyjne - 2 na północy kraju (Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec) oraz w okolicach obecnych elektrowni na węgiel brunatny Bełchatowa i Pątnowa (co ma sens w szczególności ze względu na istniejącą tam już infrastrukturę przesyłową) – oraz kilkanaście alternatywnych. Trzeba sobie jednak zdawać sprawę, że w centralnej części kraju nie ma dobrych lokalizacji dla tego typu przedsięwzięć. Główne problemy to brak wody do chłodzenia, bliskość osiedli ludzkich oraz brak możliwości wyprowadzenia mocy z lokalizacji na północy kraju. Najlepszą lokalizacją dla pierwszej EJ byłby zapewne Bełchatów, ale ze względu na warunki geotektoniczne niektórzy specjaliści to miejsce dyskwalifikują.

Zakłada się, że rozpoczęcie budowy EJ1 nastąpi w 2026 r, a uruchamianie kolejnych 7 bloków sukcesywnie co 2 lata w okresie 2033-2043.

Biorąc pod uwagę doświadczenia realizacyjne z ostatnich 2 dekad w innych krajach trzeba zauważyć, że byłby to jeden z najambitniejszych i najszybciej w świecie realizowanych programów rozwoju energetyki jądrowej, porównywalny z osiągnięciami w tym w zakresie w Rosji i w Chinach, czy w Zjednoczonych Emiratach Arabskich (projekt realizowany we współpracy z Koreą Południową). Polska nie ma jednak ani takiego potencjału wykonawczego, ani też żadnych aktualnych doświadczeń w tej dziedzinie, w związku z czym musiałaby polegać na wiedzy i doświadczeniu wykonawcy zewnętrznego. Jednak przykłady ślimaczących się inwestycji europejskich i w USA nie napawają w tym względzie nadmiernym optymizmem.

Wg wskaźników cenowych w PPEJ przyjętym przez Radę Ministrów w październiku 2020 r. – nakłady inwestycyjne na realizację 7 bloków po 1100 MWe każdy, powinny wynieść ok. ca. 154-160 mld PLN. Warto jednak zauważyć, że wskaźnik ok. 20 mln PLN/MWe zainstalowanej mocy jest porównywalny z oficjalnymi kosztami budowy Elektrowni Ostrowiec i zasadniczo niższy, od zakładanych kosztów nie rozpoczętej jeszcze rozbudowy Elektrowni Paks na Węgrzech. Brak miarodajnych danych o rzeczywistych kosztach tego typu przedsięwzięć w Chinach, a często przywoływany projekt Barakah (4x APR-1400) w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, gdzie firmy koreańskie oddały właśnie do użytku pierwszy reaktor i kończą kolejne 3 reaktory (nakłady rzędu 24,5 mld USA [1], czyli 4,4 mld USD/GWe) nie uwzględnia dodatkowego kontraktu operacyjnego zawartego z Koreańczykami na kwotę ok. 20 mld USD [2].

Jeżeli weźmie się jednak pod uwagę rzeczywiste koszty aktualnie realizowanych projektów europejskich (francuskich, brytyjskich, czy słowackich), a także amerykańskich całkowity nakład inwestycyjny mógłby być nawet 2-krotnie wyższy.

⁹ EPR – klasa nowoczesnych europejskich reaktorów jądrowych generacji III+ wykorzystujących ulepszoną technologię PWR (Pressurized Water Reactor), podobną do rosyjskiej technologii WWER, stosowanej m.in. na Węgrzech i Słowacji oraz amerykańskiej AP1000

Do tego oszacowania należy dodać także koszty budowy nieistniejącej w Polsce infrastruktury zewnętrznej - CENA MUSI BYĆ MIN 10% wyższa niż rozbudowa obiektów istniejących. Tymczasem wartość całego polskiego hurtowego rynku energii elektrycznej w 2020 r. to ok. 30 mld PLN. Daje to pojęcie o skali wyzwania finansowego tego Programu, który bez systemowego wsparcia ze strony Państwa byłby w praktyce nie możliwy do udźwignięcia przez żadną z działających na obszarze Polski grup energetycznych.

W publikacjach stymulowanych w szczególności przez rząd pojawiają się inne liczby i liczne zastrzeżenia na temat wpływu przyjętego modelu finansowego na końcowe nakłady inwestycyjne. Należy jednak pamiętać, że niezależnie od sposobu księgowania, nakłady inwestycyjne i koszty pieniądza będą musiały być całkowicie pokryte, czy to przez konsumenta końcowego energii elektrycznej, czy też przez podatnika, który dotować będzie w ten sposób ceny energii dla odbiorców konsumujących większe ilości energii.

Warto dodać, że zakładany w PPEJ koszt wytworzenia energii z EJ to początkowo ok. 300 PLN/MWh przy 90% wykorzystaniu mocy zainstalowanej. Dopiero w perspektywie dekady koszty te mogą zostać potencjalnie zredukowane w miarę spłat zadłużenia zaciągniętego na realizację programu, ale

Biorąc pod uwagę skalę wyzwań i wynikające z nich obciążenie sektora, a w efekcie końcowym wszystkich odbiorców energii należy rozważyć przeanalizować wszystkie za i przeciw takiego rozwiązania.

Czy funkcjonowanie Elektrowni Jądrowej powoduje ryzyka dla środowiska?

Jeżeli pominie się poważne koszty środowiskowe, jakie powstają podczas wydobywania i uzdatniania rudy uranowej (które występują poza Polską) oraz ingerencje w przestrzeń i warunki wodno-glebowe podczas budowy obiektu, to w warunkach normalnej pracy EJ jest zasadniczo bezpieczna dla środowiska. Konwencjonalne oddziaływania nie różnią się od oddziaływań innych zakładów przemysłowych o podobnej wielkości i są znacząco od konwencjonalnych elektrowni ciepłych o takiej skali. Pewnym problemem ekologicznym i wizerunkowym jest niska sprawność energetyczna – w energię elektryczną zamieniane jest nie więcej niż 35% energii wydzielanej podczas rozszczepienia uranu. Reszta to obciążenie ciepłe środowiska poprzez system chłodzenia bloków.

Co z odpadami radioaktywnymi?

Zapewne nie będziemy mieli problemu ze znalezieniem odbiorcy na zużyte paliwo (jest to cenny odpad, źródło wielu izotopów, ale trzeba mieć technologię do ich odzysku). Problemem będą napromieniowane części urządzeń, ubrania, płyny technologiczne itp., które trzeba będzie składować w Polsce. Najprawdopodobniej konieczna będzie budowa drugiego składowiska, większego niż obecnie funkcjonujące w m. Różan nad Narwią. Jeżeli jednak tak znaczący rozwój polskiej energetyki jądrowej rzeczywiście nastąpi, a ruchy protestu przeciwko składowaniu odpadów radioaktywnych na świecie wzrosną, konieczne będzie przystąpienie do budowy własnego składowiska tych odpadów, co oznacza dodatkowe i to poważne nakłady.

Bezpieczeństwo dostaw paliwa

Rynek paliwa jądrowego jest aktualnie dość zdywersyfikowany, a wśród wiodących producentów znajdują się kraje należące do NATO: m.in. USA; Kanada, Francja. W Polsce w Sudetach występują niewielkie złoża rudy uranowej (ich eksploatację zakończono w I połowie ubiegłego wieku), ale raczej mało prawdopodobne jest aby ich wykorzystanie do produkcji własnego paliwa było opłacalne.

Jaką część zapotrzebowania krajowego może pokryć polski Program Jądrowy?

Zakładając, że rzeczywiście bez żadnych opóźnień wybudowane zostaną reaktory o mocy 7,7 GW, które pracować będą przez 85-90% czasu z maksymalną mocą, produkcja w 2045 r. wyniesie ok. 57-61 TWh energii elektrycznej.

Aktualny poziom produkcji energii elektrycznej brutto nie przekracza 170 TWh, co oznacza, że konsumując ponad 50% zakładanych w Polityce Energetycznej wydatków inwestycyjnych, uzyskano by ok. 35% udział w miksie energetycznym w odniesieniu do 2020 r, a zaledwie 23-26% w odniesieniu do przewidywanego na rok 2040 zużycia na poziomie 230 TWh. Należy jednak pamiętać, że przy tak intensywnym wykorzystaniu EJ nie mogą pełnić żadnej funkcji regulacyjnej (np. reagować na spadki produkcji z sektora oze). Tymczasem jest to jeden z argumentów za budową EJ, które mają rzekomo stanowić rezerwę na wahania produkcji w „nieprzewidywalnych” odnawialnych źródłach energii.

Wpływ na koszty energii

Cały hurtowy rynek energii wart jest dziś ok. 30 mld zł. Wpływ na jego obciążenie zależy od przyjętego czasu zwrotu przy racjonalnym koszcie kapitału (w PPEJ zakłada się WACC = 6%, czas realizacji 6 lat i wykorzystanie czasu pracy 0,9). W Programie podano, że w okresie spłaty zobowiązań cena hurtowa energii z EJ raczej nie spadnie poniżej 300 PLN/MWh, z czego co najmniej 80 PLN/MWh to będą skumulowane koszty paliwa i koszty stałe (O&M).

Jeżeli nie byłoby żadnych potknięć harmonogramowych i nadprogramowego wzrostu kosztów, to przy przyjętym WACC, zakładając zwrot w ciągu 30 lat (co oznacza w zasadzie podwojenie nakładów inwestycyjnych ze względu na koszty kapitałowe) to po zakończeniu realizacji I fazy programu (7,7 GWe) każdego roku należałoby obciążyć konsumentów z tytułu samej tylko spłaty zadłużenia kwotą rzędu 10 mld zł.

Wrażliwość skumulowanych kosztów inwestycji na wszelkie wzrosty założonych parametrów wyjściowych jest bardzo duża. Samo tylko wydłużenie czasu realizacji któregokolwiek z bloków generowałoby dodatkowe koszty w układzie skumulowanym rzędu nawet 10 i więcej procent wartości inwestycji za każdy rok opóźnienia. Równie poważne skutki mogłoby powodować znaczniejsze podniesienie kosztów realizacji inwestycji.

Z założeń programu wynika także, że koszt produkcji energii z bloków jądrowych dopiero po zakończeniu spłaty zadłużenia zbliży się do poziomu 70-80 PLN/MWh, typowego dla starszych elektrowni pracujących dziś w Szwecji, Finlandii, czy na Słowacji, podczas gdy już dziś pracujące wiatraki, po zakończeniu okresu spłaty zaciągniętych kredytów (z reguły 15-20 lat), są w stanie produkować znacznie taniej, (na poziomie 60-70 PLN/MWh).

[1] <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-03/abu-dhabi-said-to-revive-debt-plan-for-first-nuclear-power-plant-ie3wyuib>

[2] <https://www.bloomberg.com/news/articles/2011-11-24/u-a-e-s-plan-to-develop-nuclear-power-facilities-said-to-cost-30-billion>