



Jak zaszczepić atom w Polsce

Scenariusze rozwoju energetyki jądrowej

Wstęp

Rozwój energetyki jądrowej jest przedmiotem publicznej debaty w Polsce. To jeden ze strategicznych kierunków i celów polskiej polityki energetycznej, a potencjalnie także wehikuł do cywilizacyjnego rozwoju kraju. **Wdrożenie atomu dziś wydaje się niezbędne, by Polska uniknęła luki podażowej energii elektrycznej i zrealizowała europejskie cele klimatyczne.**

Przygotowania do budowy reaktorów jądrowych trwają od dekad. Dotychczasowe opóźnienia wynikały głównie ze skali i kosztów inwestycji, które dla polskiej gospodarki były zbyt trudne do udźwignięcia, oraz z niedostosowania do takich działań otoczenia ekonomicznego, prawnego i społecznego. **Dziś dynamiczny rozwój atomu w Polsce jest już możliwy, ale ze względu na sytuację na arenie międzynarodowej, jak i ekonomiczno-gospodarczą musi ulec przyspieszeniu.** Pytanie, jak ten proces przeprowadzić optymalnie.

Celem raportu jest przeanalizowanie obecnych możliwości i kierunków rozwoju w Polsce energetyki jądrowej do 2040 r. Przedstawiamy w nim zestaw koniecznych do podjęcia działań, w zależności od planowanej skali inwestycji Polski w atom, a także analizę ich charakteru i znaczenia.

Raport składa się z trzech rozdziałów. W pierwszym analizujemy obecny stan przygotowań Polski do budowy reaktorów jądrowych. Przedstawiamy w nim też podjęte dotychczas w tym kierunku oraz zaplanowane na przyszłość działania. Rozdział drugi omawia uwarunkowania rozwoju w Polsce energetyki jądrowej: technologiczne, ekonomiczne, prawne, środowiskowe i społeczne. Ich poznanie pozwala wyznaczyć wąskie gardła w rozwoju atomu oraz szukać rozwiązań na przyszłość. Autorami tej części raportu są uznane autorytety w swoich dziedzinach, które dodatkowo przedstawiły praktyczne rekomendacje dla Polski na przyszłość. W rozdziale trzecim prezentujemy natomiast **trzy prawdopodobne scenariusze rozwoju w Polsce energetyki jądrowej w zależności od jego skali i tempa: minimalny, zbalansowany i atomizację Polski.** Wdrożenie każdego z nich zostało przeanalizowane pod kątem perspektyw wynikających z omówionych w rozdziale drugim uwarunkowań oraz koniecznych do podjęcia działań w aspekcie finansowym, kadrowym, prawnym, społecznym i technologiczno-środowiskowym. Niezależnie od scenariusza jeden wniosek jest stały: jakiegokolwiek sprostanie wyzwaniom wynikającym z rozwoju energetyki jądrowej wymaga inicjatywy i zaangażowania rządu, podmiotów publicznych, ale też prywatnego biznesu, który obok obywateli będzie największym beneficjentem reaktorów.

Raport powstał na podstawie analizy zasobów i dokumentów źródłowych, publikacji naukowych i branżowych, danych inwestorów, a także własnych badań autorów. Wnioski bazują na publicznie dostępnych informacjach, w tym szczegółach planowanych inwestycji oraz deklaracjach organów i instytucji publicznych. Życzymy ciekawej lektury.



*Dominik Brodacki,
Polityka Insight*



*Michał Piekarski,
Kancelaria Baker McKenzie*

Spis treści

Wykaz wybranych skrótów tematycznych	s. 5
Kluczowe wnioski	s. 6
<hr/>	
01. Gdzie jesteśmy z atomem	s. 8
Długa droga Polski do atomu	s. 15
Dokąd zmierzamy?	s. 21
Co zostało zrobione?	s. 22
Czego wciąż nie wiemy?	s. 23
SMR – zastąpią czy uzupełnią duży atom?	s. 24
<hr/>	
02. Uwarunkowania rozwoju energetyki jądrowej w Polsce	s. 26
Uwarunkowania technologiczne	s. 28
Uwarunkowania ekonomiczne	s. 38
Uwarunkowania prawne	s. 49
Uwarunkowania środowiskowe	s. 68
Uwarunkowania społeczne	s. 75
<hr/>	
03. Scenariusze rozwoju energetyki jądrowej w Polsce do 2040 r.	s. 82
Scenariusz minimalny	s. 85
Scenariusz zbalansowany	s. 95
Atomizacja Polski	s. 101
<hr/>	
Podsumowanie	s. 106
Bibliografia	s. 110

GŁÓWNY AUTOR

Dominik Brodacki

starszy analityk ds. energetycznych
Polityka Insight

AUTORZY ROZDZIAŁU II

UWARUNKOWANIA TECHNOLOGICZNE

Dominik Brodacki, Polityka Insight

UWARUNKOWANIA EKONOMICZNE

dr Bożena Horbaczewska, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie

Łukasz Sawicki, Ministerstwo Klimatu i Środowiska

UWARUNKOWANIA PRAWNE

Weronika Achramowicz

Michał Piekarski

wraz z zespołem Kancelarii Baker McKenzie

UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE

Adam Błażowski, FOTA4Climate

Wojciech Gałusz, FOTA4Climate

UWARUNKOWANIA SPOŁECZNE

prof. dr hab. Andrzej Rychard, Polska Akademia Nauk

REDAKCJA

Anna Chyckowska

PROJEKT GRAFICZNY

Anna Olczak

Partnerem raportu jest kancelaria Baker McKenzie. Jest on bezstronny i obiektywny. Wszystkie prawa zastrzeżone.

Kancelaria Baker McKenzie od 1949 roku pomaga swoim klientom odpowiadać na wyzwania związane z uczestnictwem w globalnej gospodarce. Swoje usługi świadczy w 45 krajach, w których zatrudnia ponad 13 tysięcy osób. Polskie biuro Baker McKenzie powstało w 1992 roku, a obecnie pracuje w nim ponad 160 prawników i doradców podatkowych, dzięki czemu należy do ścisłego grona największych kancelarii w Polsce.

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 10 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje.

Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany.
www.politykainsight.pl

Warszawa, kwiecień 2023 r.

**Baker
McKenzie.**

**POLITYKA
INSIGHT**

Wykaz wybranych skrótów tematycznych

ARE	Agencja Rynku Energii
BWR	reaktor wodny wrzący (ang. boiling water reactor)
CfD	kontrakt różnicowy (ang. Contract for Difference)
CPK	Centralny Port Komunikacyjny
CSC	Konwencja w sprawie dodatkowych odszkodowań za szkodę jądrową (ang. Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage)
DEJ	Departament Energii Jądrowej
GDOŚ	Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
IAEA	Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (ang. International Atomic Energy Agency, IAEA)
IBNI	Międzynarodowy Bank Infrastruktury Jądrowej (ang. The International Bank for Nuclear Infrastructure)
KPEiK	Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
KSOP	Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych
MKIŚ	Ministerstwo Klimatu i Środowiska
NCBJ	Narodowe Centrum Badań Jądrowych
NEA	Agencja Energii Jądrowej (ang. Nuclear Energy Agency, NEA)
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NIMBY	sprzeciw wobec realizacji inwestycji w najbliższym sąsiedztwie respondenta (ang. Not In My Back Yard Backyard)
OECD	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju
OWT	Organizacje Wsparcia Technicznego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PAA	Polska Agencja Atomistyki
PCA	Polskie Centrum Akredytacji
PCBC	Polskie Centrum Badań i Certyfikacji S.A.
PEJ	Polskie Elektrownie Jądrowe
PEP	Polityka Energetyczna Polski
PFR	Polski Fundusz Rozwoju
PPEJ	Program Polskiej Energetyki Jądrowej
PRSP	Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego (PRSP) na lata 2023-2032
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PWR	reaktor wodny ciśnieniowy (ang. pressurized water reactor)
RAB	model taryfowy (ang. Regulatory Asset Base)
SGOP	Składowisko Głębokie Odpadów Promieniotwórczych
SMR	małe reaktory jądrowe (ang. Small Modular Reactor)
UDT	Urząd Nadzoru Technicznego
UNSCLEAR	Komitet Naukowy ONZ ds. Skutków Promieniowania Atomowego
URE	Urząd Regulacji Energetyki

Kluczowe wnioski



Budowa dwóch elektrowni jądrowych o mocy 6-9 GW zmniejszy ryzyko deficytu mocy w Polsce w perspektywie 2040 r. Pełne bezpieczeństwo energetyczne może zostać osiągnięte, ale dopiero poprzez zwiększenie liczby inwestycji w reaktory jądrowe – zarówno konwencjonalne, jak i w SMR-y. Aby do tego doszło, konieczne są działania w obszarze ekonomicznym, prawnym, społecznym, edukacyjnym i środowiskowym – związane z nimi wyzwania omawiamy w niniejszym raporcie.



Wsparcie finansowe państwa jest niezbędne przy budowie elektrowni jądrowych. Realizacja większości zaplanowanych i zadeklarowanych projektów jądrowych w Polsce wymaga systemowej zmiany podejścia w zakresie pomocy publicznej i strukturalnego wsparcia agencji rządowych. Bez tego rynek nie dostarczy odpowiedniej ilości kapitału, szczególnie wobec ograniczonej wiarygodności biznesowej części z analizowanych projektów. W krótkiej perspektywie budowa pierwszych konwencjonalnych reaktorów może zostać zabezpieczona kontraktem różnicowym lub oparta na Modelu SaHo, które – przynajmniej początkowo – nie muszą angażować odbiorców końcowych, ale minimalizują ryzyko inwestorów dzięki zaangażowaniu wielu źródeł kapitału. W dłuższym terminie budowa reaktorów może już wymagać bezpośredniej partycypacji odbiorców energii elektrycznej w kosztach (pod warunkiem utrzymania dopuszczalności takiego rozwiązania przez prawo UE).



Istotną przeszkodą w budowie elektrowni jądrowych jest brak odpowiednio licznych i wykwalifikowanych kadr. W perspektywie kilku lat Polsce, a szczególnie administracji publicznej, grozi niedobór pracowników przeszkolonych do tego, aby projekt budowy reaktorów przeprowadzać i nadzorować. Grozi to opóźnieniami przy wydawaniu zgód na budowę reaktorów, a co za tym idzie – opóźnieniami w realizacji inwestycji i wzrostem ryzyka dla inwestorów. Natychmiastowe zwiększenie nakładów na kształcenie kadr z obszaru energetyki jądrowej jest konieczne.



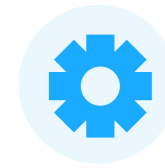
Obowiązujące regulacje prawne, przy uwzględnieniu uchwalonych w 2023 r. zmian w przepisach, w dużej mierze odpowiadają potrzebom wynikającym z inwestycji przewidzianych w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). Rozwój energetyki jądrowej w Polsce wymaga jednak modyfikacji poszczególnych obszarów prawa oraz tworzenia nowych. Przykładowo, zapowiadany rozwój małych reaktorów (SMR-ów) może wiązać się z koniecznością dokonania w ustawodawstwie rozróżnienia wymagań prawnych wobec reaktorów według ich mocy lub nawet objęcia SMR-ów odrębną Specustawą. Zapewne nastąpi to jednak dopiero, gdy będzie lepiej znana specyfikacja tej technologii oraz możliwości jej wdrożenia w Polsce, tak jak to ma obecnie miejsce w USA albo Kanadzie.



Doświadczenia Unii Europejskiej z kilku dekad eksploatacji reaktorów powinny być dla Polski cenną lekcją. Opierając się na nich, można z odpowiednim wyprzedzeniem zidentyfikować obszary w prawie, których potrzeba uregulowania zazwyczaj ujawnia się na późniejszych etapach budowy lub eksploatacji reaktorów. Mogą to być chociażby przepisy związane z wypalonym paliwem jądrowym i jego unieszkodliwianiem lub przetwarzaniem. W dużej jednak mierze można będzie się spodziewać kolejnych propozycji zmian w przepisach dopiero w toku realizacji poszczególnych inwestycji. Dopiero wtedy okaże się tak naprawdę, na ile efektywne są aktualnie obowiązujące rozwiązania regulujące rozwój elektrowni jądrowych w Polsce, w tym te mające na celu przeciwdziałanie przewlekłości procesu inwestycyjnego.



Wysokie w Polsce, społeczne poparcie dla budowy elektrowni jądrowych jest raczej niestabilne i zależy od zewnętrznych uwarunkowań. Awaryjne reaktorów czy katastrofy naturalne związane z zarządzaniem odpadami promieniotwórczymi mogą spowodować wzrost liczby przeciwników budowy reaktorów w Polsce. Rodzi to też ryzyko wzrostu podatności Polaków na populistyczne hasła wzywające do rezygnacji z takiej inwestycji wbrew przesłankom merytorycznym.



Małe reaktory to atrakcyjna i obiecująca perspektywa w procesie transformacji polskiego przemysłu. Jeśli na Zachodzie technologia ta się skomercjalizuje, jej wdrożenie w Polsce może nastąpić szybciej niż w innych europejskich krajach, co pomoże sektorowi energetycznemu i ciepłownictwu. Na chwilę obecną koszty budowy i eksploatacji SMR-ów są jednak niepewne, zatem ich wiarygodne i rzetelne opracowanie jest jednym z zadań na najbliższe lata i warunkiem koniecznym komercjalizacji małych reaktorów.



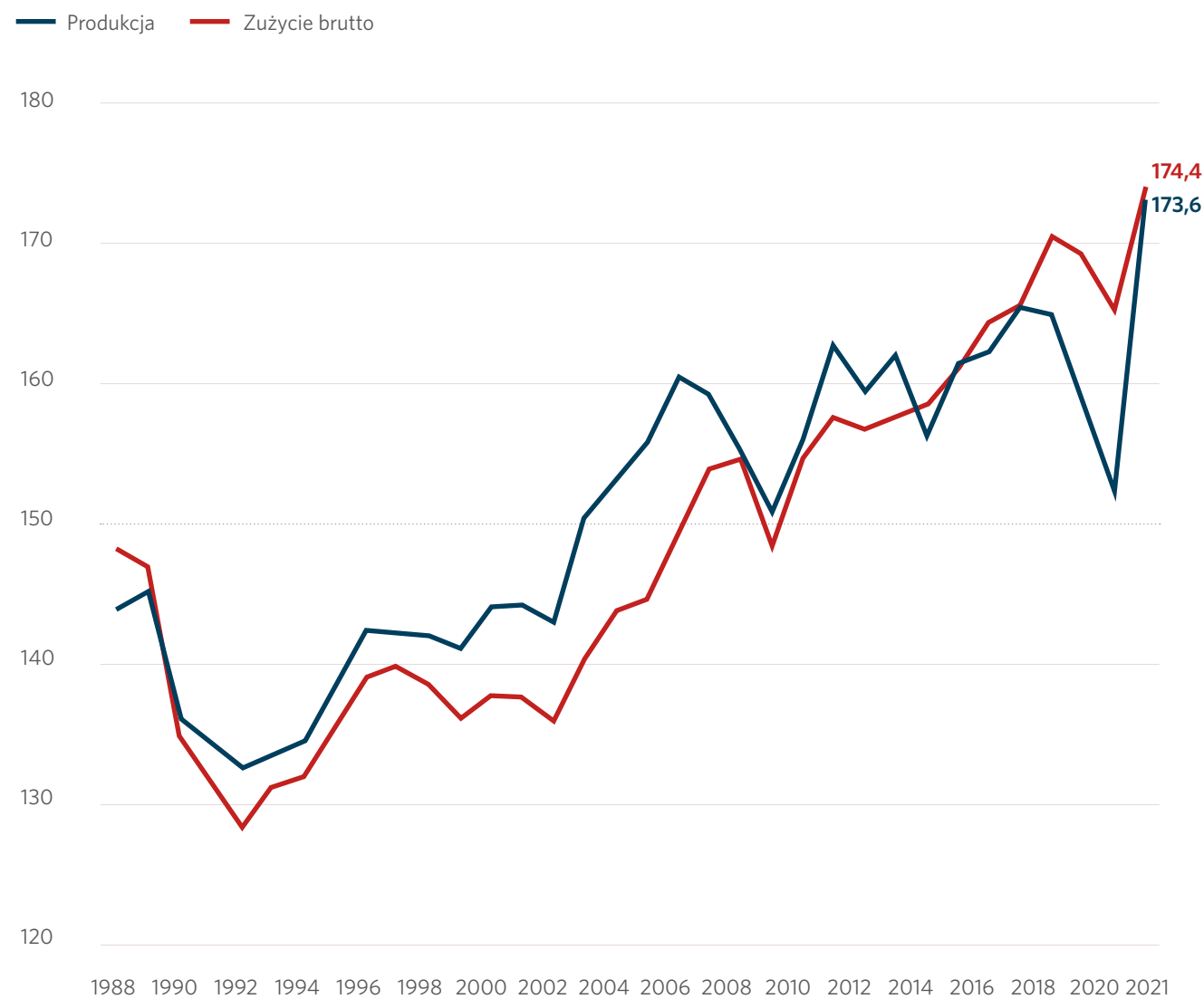
01

Gdzie jesteśmy z atomem

Dominik Brodacki, *Polityka Insight*

Kolejne polskie rządy przekonują do planów budowy elektrowni jądrowych, odwołując się do dbania o bezpieczeństwo i gospodarkę. Za inwestycjami w atom przemawia perspektywa wygenerowania silnego impulsu do postępu technologicznego, w tym bodźca do nowych inwestycji, rozwoju nauki, tworzenia miejsc pracy i budowy przewag konkurencyjnych polskich firm, a także zapewnienia niskich cen energii dla odbiorców końcowych. Dodatkowym czynnikiem są wyzwania związane z systematycznym wzrostem zużycia energii elektrycznej w Polsce. Ten w przyszłości w coraz mniejszym stopniu będzie pokrywany generacją w krajowych źródłach wytwórczych.

PRODUKCJA I ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W LATACH 1988-2021 (TWh)

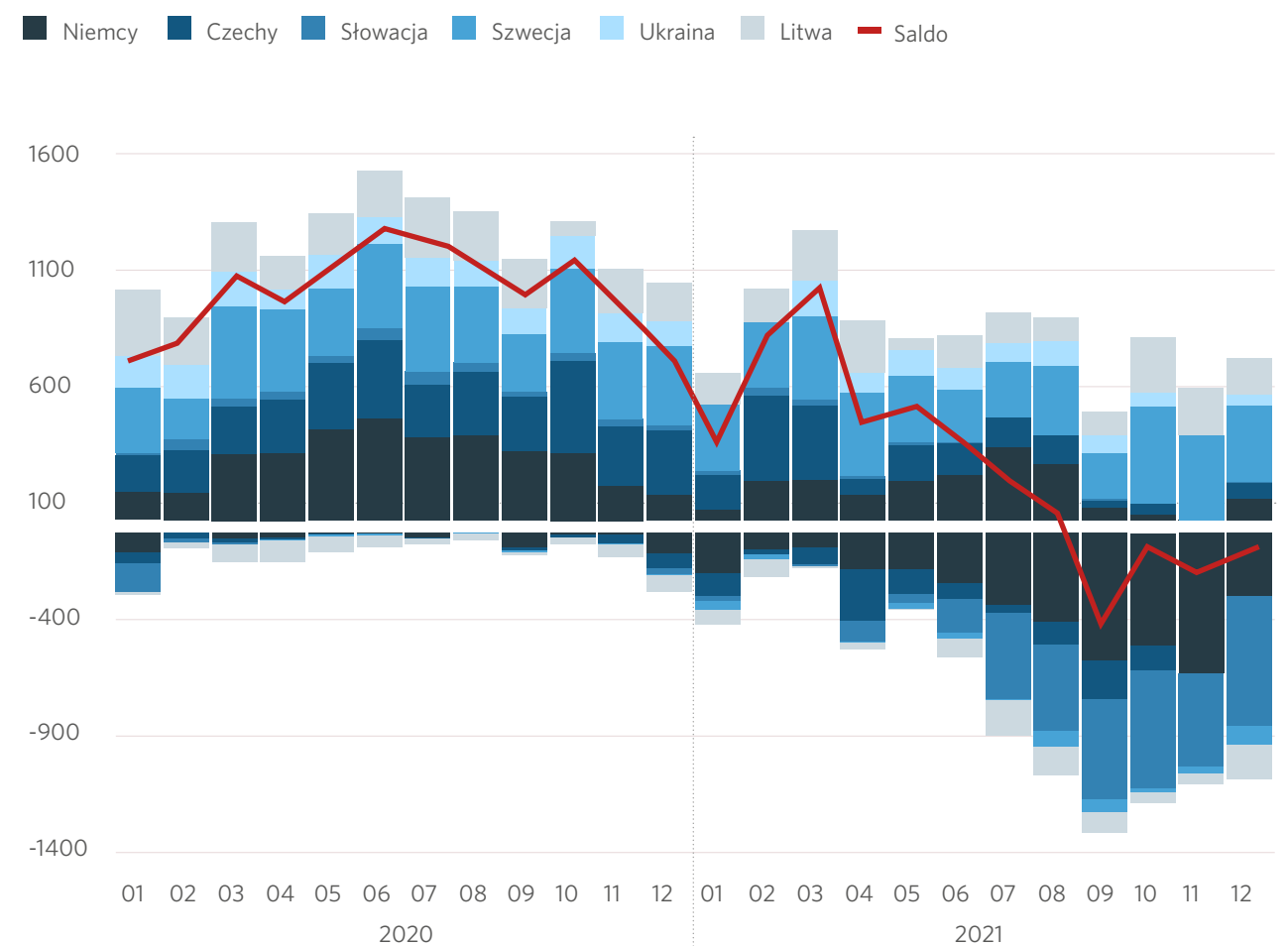


ŹRÓDŁO: PSE.

Z danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) wynika, że w 2022 r. krajowa produkcja energii elektrycznej wyniosła 175,1 TWh (wzrost o 0,9 proc. rok do roku). Przewyższyła więc zapotrzebowanie, które względem 2021 r. zmalało o 0,5 proc., do 173,4 TWh. To oznacza, że Polska po raz pierwszy od 2015 r. była eksporterem energii elektrycznej netto – na sąsiednie rynki dostarczyła ponad 1,09 TWh. Zmiana ta – paradoksalnie – wynika z kryzysu energetycznego (ze wzrostu cen surowców i energii oraz spowolnienia gospodarczego), z rozbudowy mocy wiatrowych i fotowoltaicznych oraz z ekonomii – ceny energii elektrycznej na zagranicznych rynkach były wyższe, co zwiększyło zainteresowanie innych krajów jej importem z Polski.

Dla porównania: jeszcze w 2021 r. krajowa produkcja pokryła 99,5 proc. popytu wynoszącego 174,4 TWh, podczas gdy w 2020 r. polskim elektrowniom udało się pokryć tylko 92 proc. popytu, w 2018 r. 96,2 proc., w 2017 r. – 98,9, a w 2016 r. – 97,6 proc. Reszta była bilansowana importem. **W przyszłości utrzymanie nadwyżki eksportu nad importem energii elektrycznej może być jednak niewykonalne.** Należy się spodziewać, że przy przewidywanym spadku cen gazu i wzroście cen uprawnień do emisji CO₂ polskie elektrownie na węgiel szybko stracą konkurencyjną przewagę, a to zwiększy zależność Polski od energii elektrycznej z Zachodu. W kolejnych latach trend ten będzie się umacniać, w ślad za koniecznością odstawienia bloków na węgiel – zarówno z powodów eksploatacyjnych, jak i perspektywy utraty w 2025 r. możliwości ich dotowania z rynku mocy.

HANDEL POLSKĄ ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ W LATACH 2020-2021 (GWh)



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE PSE.

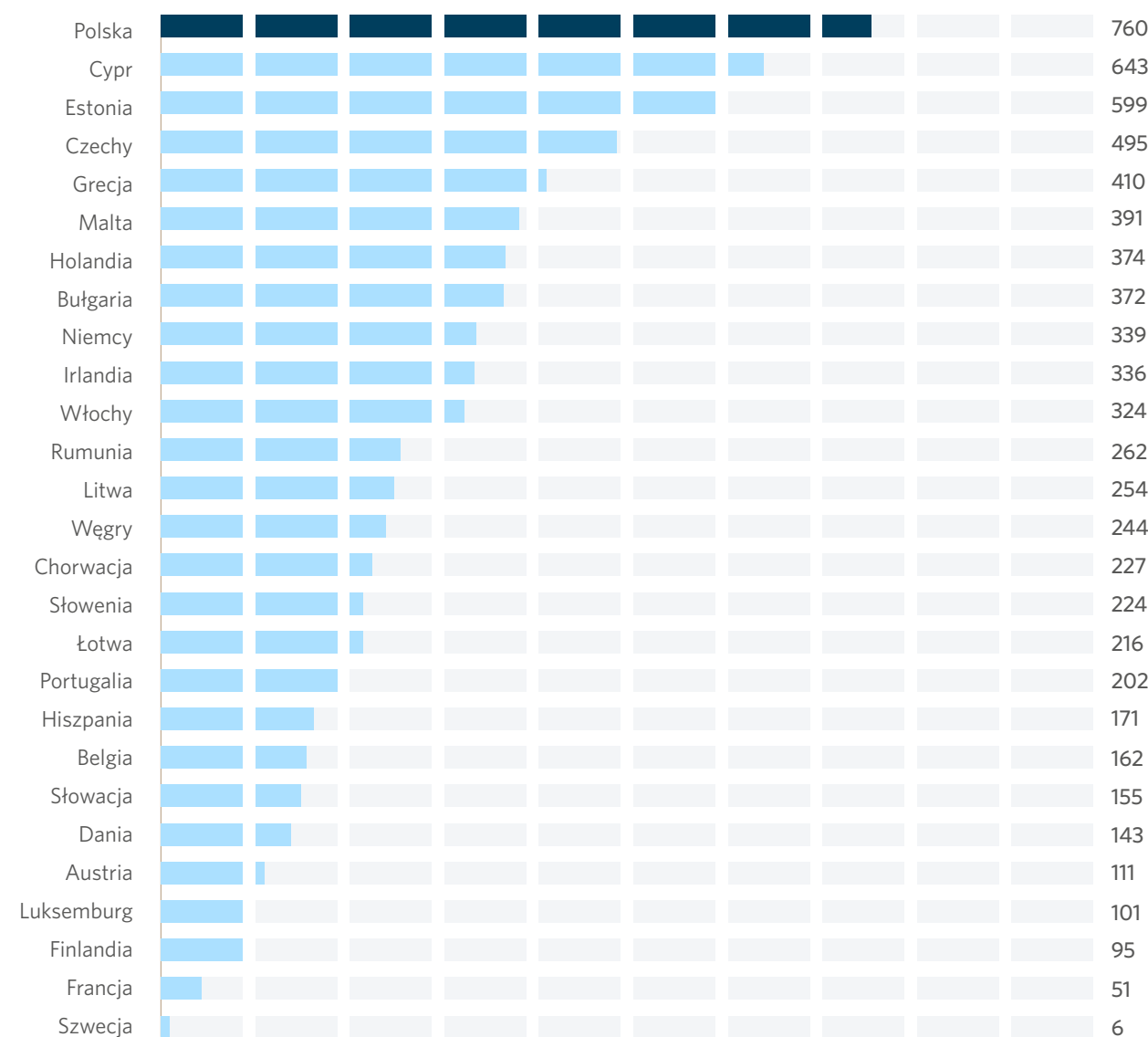
To oznacza, że luka podażowa na polskim rynku energii elektrycznej będzie się pogłębiać. Z badania przeprowadzonego w 2021 r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wynika, że o ile w latach 2020–2034 w Polsce do eksploatacji mają zostać oddane źródła o mocy 14,2 GW, o tyle od sieci odłączone zostaną jednostki o mocy w sumie 18,8 GW, z czego ponad 90 proc. stanowią będą elektrownie na węgiel kamienny i brunatny. Jednocześnie do 2034 r. potencjał wytwórczy krajowych źródeł spadnie o około 11 proc. (tj. o 4,6 GW), a dostępna w systemie moc zmniejszy się o 31 proc. (tj. o 10,6 GW). To ostatnie wynikać będzie z szybkiego zastępowania konwencjonalnych elektrowni przez OZE, które mają znacznie niższy tzw. współczynnik dyspozycyjności¹. Według szacunków nieunikniony rozwój projektów wiatrowych i słonecznych sprawi, że w 2030 r. mogą one dostarczać nawet 71 proc. energii elektrycznej w kraju². To zaś – przy spadającej liczbie źródeł dyspozycyjnych – będzie tworzyć nowe wyzwania związane ze zbilansowaniem systemu.

Przemysł potrzebuje stabilnego źródła energii, a instalacje OZE nie są w stanie tego mu zapewnić na wystarczająco dużą skalę. Z kolei sytuacja na świecie (inwazja Rosji na Ukrainę) rodzi konieczność ograniczenia inwestycji w źródła gazowe. Stąd zainteresowanie atomem. Co więcej, elektrownie jądrowe są w stanie pracować niezależnie od warunków pogodowych przez ponad 300 dni w roku, dostarczając gigawaty zero-emisyjnej energii elektrycznej i ciepła.

Energetyka jądrowa ma też być odpowiedzią na wzrost krajowych cen energii elektrycznej. Wynikać on będzie z konieczności importu do Polski jej coraz większych wolumenów oraz z wciąż wysokiego uzależnienia polskiej energetyki od paliw kopalnych – z danych Agencji Rynku Energii (ARE) wynika, że w 2022 r. udział węgla w produkcji energii elektrycznej wyniósł 70,6 proc. W tym aspekcie istotną przewagą energetyki jądrowej nad innymi źródłami konwencjonalnymi są stabilne koszty paliwa jądrowego, które nie podlegają tak dużym wahaniom jak ceny węgla czy gazu. W efekcie znacznie łatwiej kontraktować ich dostawy z kilkuletnim wyprzedzeniem, a także przewidywać koszt energii elektrycznej z atomu – wydatki na zakup paliwa mają w nim jedynie około 10-procentowy udział.

Atom jest kluczowy dla powodzenia polskiej transformacji energetycznej. W grudniu 2019 r. Komisja Europejska ogłosiła tzw. Europejski Zielony Ład (ang. European Green Deal), będący nową strategią rozwoju UE. Kluczowym etapem jej wdrażania było uchwalenie w 2021 r. tzw. prawa klimatycznego, czyli rozporządzenia sankcjonującego dążenie UE do osiągnięcia w 2050 r. neutralności klimatycznej. Wymusiło to zaostrzenie unijnego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na 2030 r. z 40 do 55 proc. Głównym narzędziem jego realizacji jest zaś zaprezentowany w lipcu 2021 r. pakiet legislacyjny Fit for 55, będący kompleksową rewizją unijnego sektora energii. Jej skutkiem ma być podniesienie z 32 do 40 proc. unijnego celu udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., a także obniżenie do tego czasu emisji w ramach systemu ETS o 61 proc. względem poziomu z 2005 r. Już od 2025 r. ma też zacząć obowiązywać tzw. ETS2, czyli nowy system handlu emisjami, który obejmie transport drogowy i morski oraz emisje z budynków. Dzięki temu opłatami za CO₂ objętych zostanie około 80 proc. wszystkich emisji w Unii, wobec 40 proc., jakie pokrywa obecnie działający ETS.

ILE CO₂ POTRZEBA DO WYPRODUKOWANIA 1 KWH ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POSZCZEGÓLNYCH PAŃSTWACH UE (GCO₂/KWH)



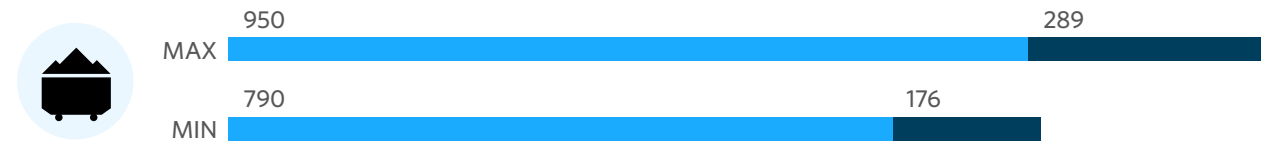
ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH KOMISJI EUROPEJSKIEJ.

Przyspieszenie unijnej transformacji zakłada plan REPowerEU, którego szczegóły KE przedstawiła 18 maja 2022 r. Jego celem jest uniezależnienie Unii od rosyjskich węglowodorów do 2027 r. Aby tak się stało, unijny cel udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. ma wynosić 45 proc. (wobec obecnie proponowanych 40 proc.). W efekcie moc instalacji OZE w Unii powinna wzrosnąć z 511 do nawet 1236 GW w 2030 r. – o 169 GW więcej, niż zakładają obecne plany. Komisja proponuje też, by w 2030 r. Unia mogła produkować 10 mln ton zielonego wodoru rocznie, co ma wymagać zwiększenia mocy elektrolizerów do 123 GW. Wszystko to w ciągu kilku lat doprowadzi do konieczności szybkiej dekarbonizacji gospodarki, ale też do znaczącego wzrostu udziału kosztów energii w przychodach firm, co przełoży się na ich rentowność. Choć rozwój energetyki jądrowej nie został uwzględniony w REPowerEU, to w perspektywie przyszłej dekady może pomóc Polsce w sprostaniu wyzwaniom wynikającym z planu oraz zapewnić gospodarce dostęp do taniej, zeroemisyjnej energii elektrycznej.

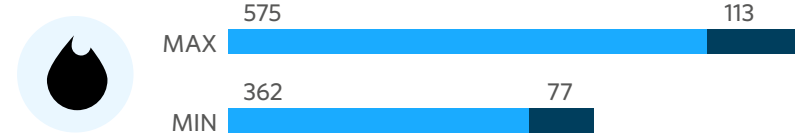
EMISJA CO₂ PRZEZ RÓŻNE ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

ELEKTROWNIA WĘGLOWA

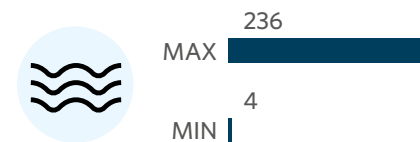
■ bezpośrednia emisja ze spalania ■ emisja pośrednia, cykl życiowy



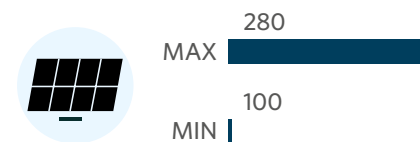
ELEKTROWNIA GAZOWA



ELEKTROWNIA WODNA



ELEKTROWNIA FOTOWOLTAICZNA



ELEKTROWNIA WIATROWA



ELEKTROWNIA JĄDROWA



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE MAEA 2000.

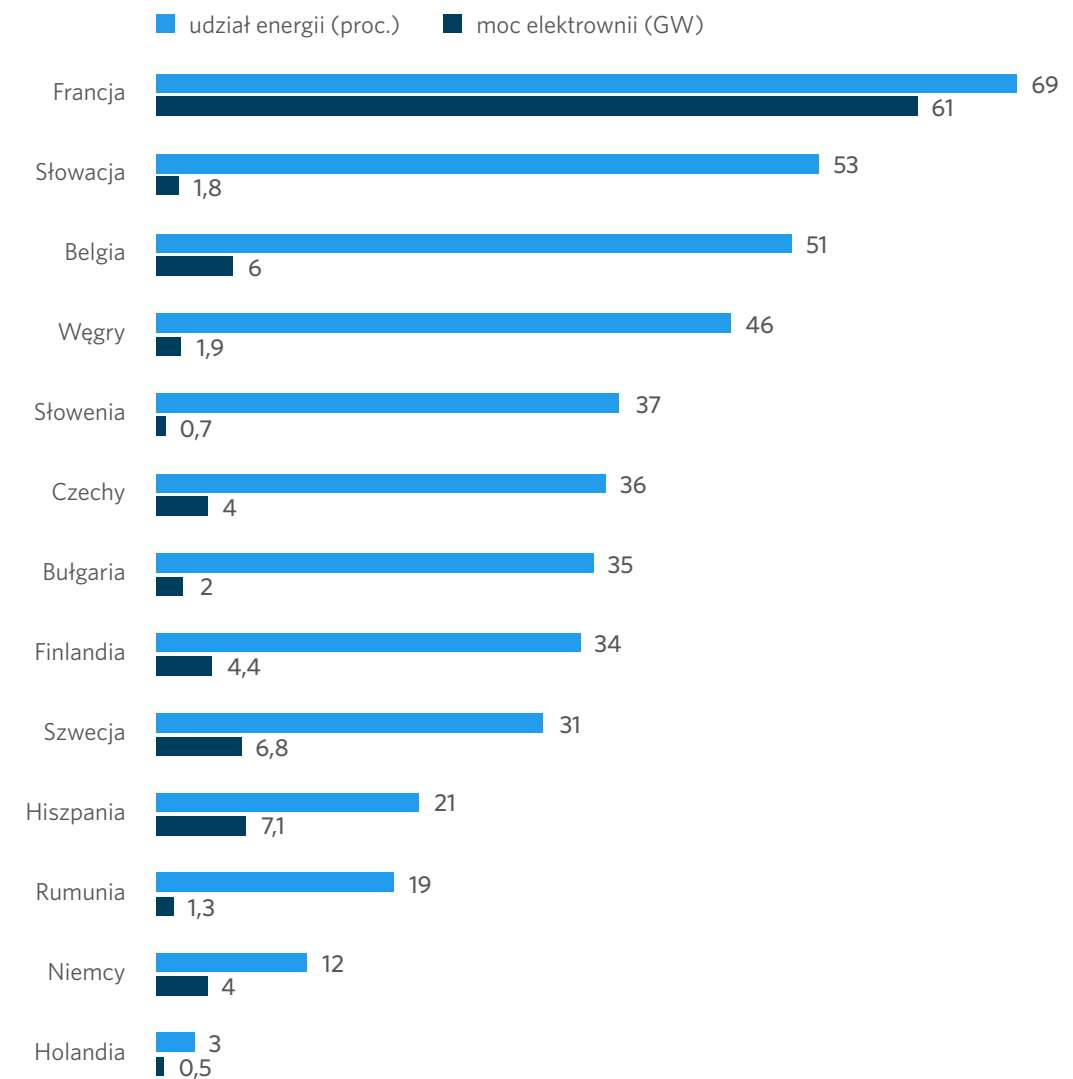
Atom w długim terminie ma zagwarantować bezpieczeństwo energetyczne Polski. Z jednej strony wymaga to zapewnienia niezakłóconej podaży energii elektrycznej (poprzez dywersyfikację źródeł jej produkcji oraz zmniejszenie zależności polskiej energetyki od jej importu), a z drugiej – zróżnicowania kierunków dostaw niezbędnych surowców. To ostatnie jest kluczowe także z punktu widzenia niepewnej sytuacji geopolitycznej i konieczności zmniejszenia zależności polskiej gospodarki od dostaw węgla, gazu i ropy z Rosji. Tymczasem surowiec do produkcji paliwa jądrowego jest w przeważającej mierze pozyskiwany z krajów o stabilnej sytuacji politycznej. Jednocześnie ilość tego surowca potrzebna do bieżącego działania elektrowni jądrowej jest niewielka, co ułatwia jego magazynowanie nawet przez wiele lat.

Długa droga Polski do atomu

Przyszłość energetyki jądrowej jest jedną z głównych osi dyskusji o globalnej transformacji energetycznej. Jednocześnie **Polska to jedno z nielicznych państw Europy, w którym ten sektor nie jest rozwinięty**, mimo że pierwsze plany inwestycji w atom pojawiły się już w połowie lat 50. XX w. Wielkoskalowe elektrownie jądrowe działają obecnie w 13 krajach Unii, mają łącznie 100,6 GW mocy; w 2021 r. odpowiadały za 25,2 proc. produkcji energii elektrycznej, wobec 29 proc. w 2011 r. W 2021 r. reaktory wytworzyły 698,9 TWh energii elektrycznej, o 7 proc. więcej niż w 2020 r., ale o 4 proc. mniej niż w 2019³. [Mapa s. 16](#)

Obecnie w krajach UE trwa budowa reaktorów o mocy 2,1 GW, a kolejne 7,2 GW jest w fazie zaawansowanego planowania⁴. Jednocześnie wiele wskazuje, że w najbliższych latach sytuacja geopolityczna i niedobory węgłodorów będą wzmacniać zainteresowanie Europy energetyką jądrową. Za przyspieszeniem inwestycji w Unii najmocniej opowiadają się Czechy, Francja, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia i Węgry, podczas gdy wciąż sceptyczne w tym względzie pozostają m.in. Niemcy i Austria.

UDZIAŁ ENERGETYKI JĄDROWEJ W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ (PROC.) I ŁĄCZNA MOC ELEKTROWNI ATOMOWYCH W PAŃSTWACH UNII (GW) W 2022 R.



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE EMBER, WORLD NUCLEAR ASSOCIATION.

W Polsce inwestycje w energetykę jądrową zapowiadała większość rządów po 1989 r. Możliwość jej wdrożenia po 2000 r. przewidywały już przyjęte w 1990 r. założenia polityki energetycznej Polski do 2010⁵. Natomiast w styczniu 2005 r. gabinet Marka Belki uchwalił Politykę Energetyczną Polski (PEP) do 2025 r., w której opowiedział się za budową elektrowni jądrowej, uzasadniając to koniecznością dywersyfikacji źródeł energii oraz ograniczenia emisji. Oddanie do użytku pierwszego bloku miało nastąpić w latach 2021–2022⁶. Zasadność inwestycji w atom uwzględniona została też w przyjętej w 2007 r. przez rząd Jarosława Kaczyńskiego Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. (PEP2030) – wówczas też rozpoczęły się wstępne prace lokalizacyjne.

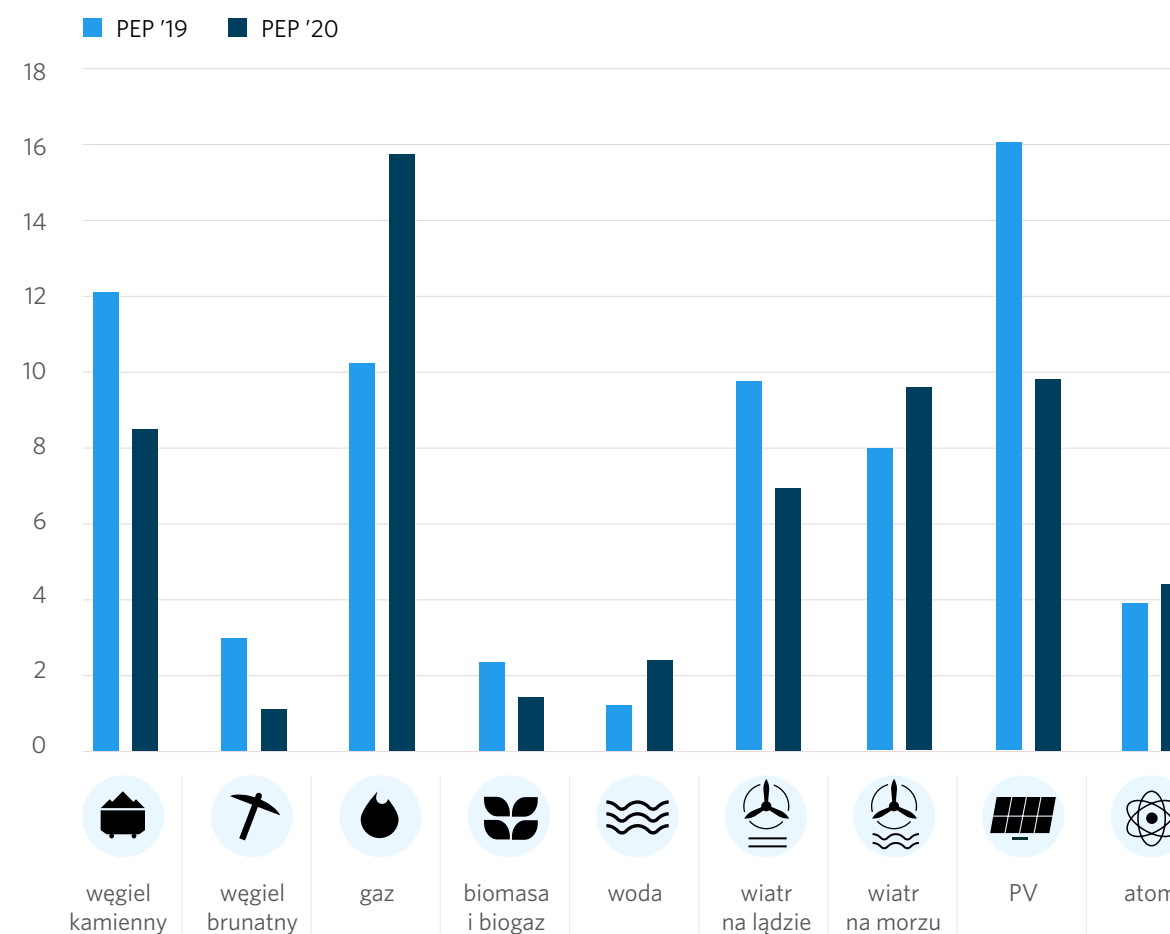
Pierwsze konkretne plany dotyczące atomu wynikały z przyjętej 13 stycznia 2009 r. uchwały rządu nr 4 ws. działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej⁷. Uznano w niej za zasadne powstanie co najmniej dwóch elektrowni jądrowych, z których pierwsza miała rozpocząć pracę do końca 2020 r. 19 maja 2009 r. został powołany pełnomocnik rządu ds. polskiej energetyki jądrowej w randze podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki, po czym zainicjowano prace nad Programem Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). Również w 2009 r. rząd Donalda Tuska zaktualizował PEP2030, m.in. poprzez założenie w niej, że do 2030 r. z atomu pochodzić ma 16 proc. krajowej energii elektrycznej. Ówczesne plany zakładały, że głównym inwestorem w elektrownie jądrowe będzie Polska Grupa Energetyczna, które w 2010 r. powołało spółkę celową – PGE EJ1.

Pierwszy PPEJ został przyjęty przez rząd 28 stycznia roku 2014⁸. Dokument był „mapą drogową”, zawierającą listę celów i działań, które miały przygotować grunt pod inwestycję. Harmonogram zakładał, że pierwszy reaktor stanie w Choczewie albo Żarnowcu i ruszy do końca 2024 r. W latach 2025–2030 miał być budowany drugi blok, a do 2035 r. pracę miałyby rozpocząć ewentualna druga elektrownia.

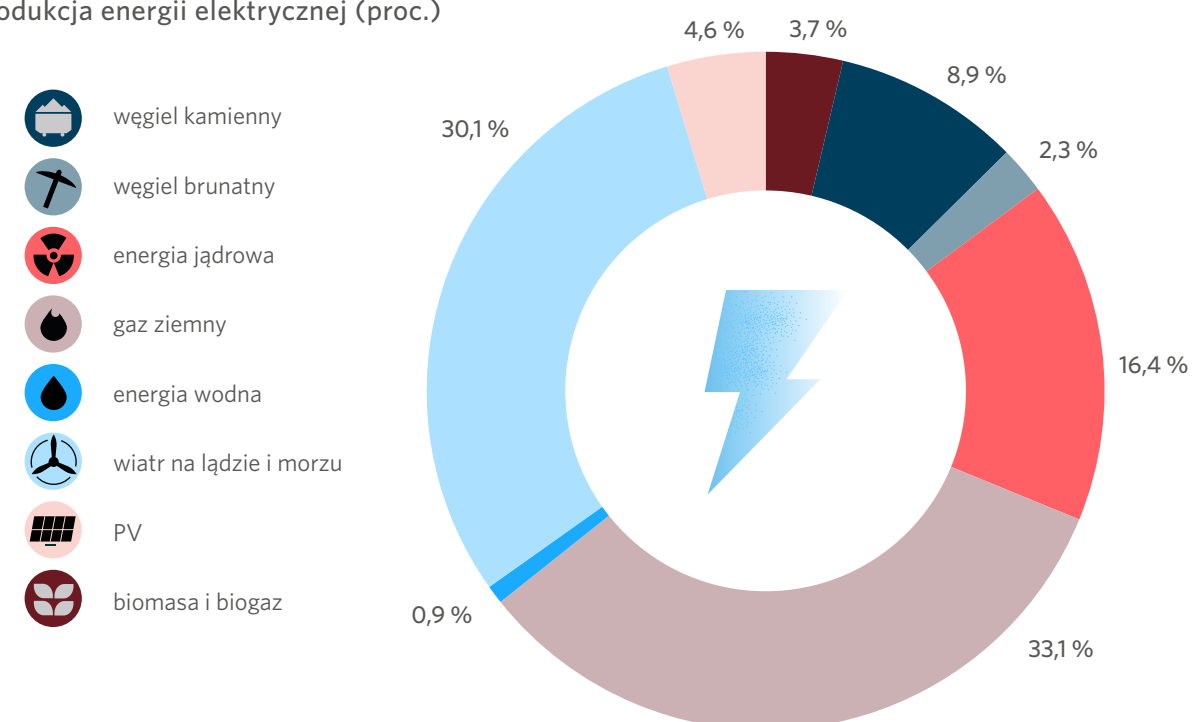
Kolejne plany w zakresie rozwoju w Polsce energetyki jądrowej wynikały z opublikowanego w listopadzie 2018 r. projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040). Założono w nim uruchomienie pierwszego bloku w 2033 r., a potem kolejnych co dwa lata aż do 2043 r. Docelowo mają działać dwie elektrownie jądrowe, w których zainstalowane będą po trzy reaktory o łącznej mocy 6–9 GW. Cel ten został potwierdzony w przyjętej 2 lutego 2021 r. ostatecznej wersji PEP2040 oraz Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK). W tym ostatnim założono też, że do 2030 r. rozpoznane zostaną potencjalne złoża uranu w Polsce, w tym pod kątem oceny możliwości jego pozyskania i komercjalizacji do produkcji paliwa jądrowego.

STUKTURA MOCY ZAINSTALOWANEJ W ENERGETYCE I PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W 2040 R.

Moc zainstalowana (GW)

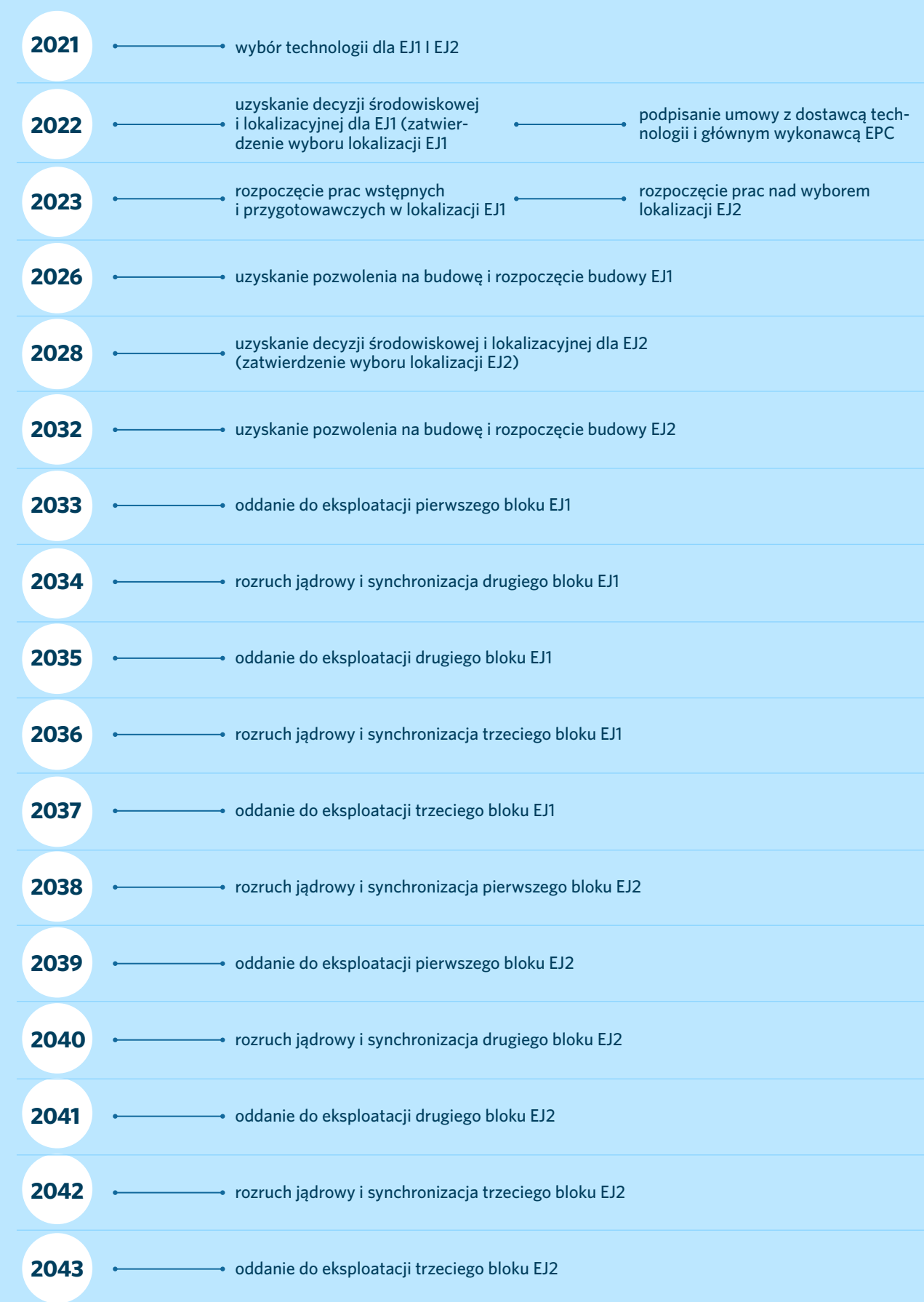


Produkcja energii elektrycznej (proc.)



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE PEP2040.

KALENDARIUM WDRAŻANIA ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE WEDŁUG PPEJ



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE PPEJ.

Dokąd zmierzamy?

Obecne plany rozwoju atomu w Polsce określa przyjęty 2 października 2020 r. PPEJ, z perspektywą do roku 2040⁹. Zgodnie z nim w dwóch polskich elektrowniach (EJ1 i EJ2) o łącznej mocy 6–9 GW zostaną zamontowane po trzy tzw. ciśnieniowe reaktory lekkowodne (PWR) generacji III i III+ o mocy ponad 1 GW. Ich wybór uzasadniono dostępnością takich jednostek na rynku i małą awaryjnością. Zgodnie z przyjętym w dokumencie harmonogramem, w 2021 r. miała zostać podjęta decyzja co do konkretnej technologii stosowanej w polskiej siłowni, a w 2022 r. decyzja odnośnie do lokalizacji EJ1. Budowa pierwszego reaktora EJ1 o mocy 1–1,6 GW ma ruszyć w 2026 r. i zakończyć się w 2033 r.

Nowy PPEJ zawęził krąg rozważanych lokalizacji pod budowę pierwszej elektrowni jądrowej do nadmorskich miejscowości Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec, a w dalszej kolejności Choczewo lub Kopań. Rząd uzasadnił to m.in. względami logistycznymi (np. możliwością transportu materiałów morzem), wysokim lokalnym popytem na energię elektryczną, brakiem pobliskich dużych źródeł wytwórczych i dostępem do dużych ilości wody do chłodzenia reaktorów. Dopuszczono też wówczas budowę wspólnej dla elektrowni jądrowej i farm wiatrowych na Bałtyku infrastruktury do wyprowadzania mocy. Z tych powodów na tym etapie zrezygnowano też z lokalizacji elektrowni w centralnej Polsce, np. w Bełchatowie lub Pątnowie.

Dokument nie zawiera szacunkowych kosztów budowy polskiej elektrowni jądrowej, ale określa podział w niej udziałów. Skarb Państwa miał kupić od PGE, Tauronu, KGHM i Enei 100 proc. akcji spółki PGE EJ1, a następnie przekazać 49 proc. z nich zagranicznemu partnerowi, który miałby też dostarczyć technologię. Rząd założył wówczas, że wszystkie bloki jądrowe będą budowane przez jednego wykonawcę, tak aby obniżyć koszt i czas trwania inwestycji. PPEJ uporządkował też kluczowe zadania związane z budową elektrowni jądrowych. Wśród nich wskazano m.in. na przygotowanie wykwalifikowanych kadr, realizację tzw. inwestycji towarzyszących (np. linii elektroenergetycznych, dróg i linii kolejowych), zapewnienie wysokiego udziału polskiego przemysłu w procesie realizacji PPEJ, wzmocnienie dozoru jądrowego prezesa Polskiej Agencji Atomistyki (PAA) oraz budowę świadomości i poparcia społecznego dla energetyki jądrowej.

W listopadzie 2022 r. rząd przesądził w uchwale, że pierwsza elektrownia jądrowa powstanie na bazie reaktorów AP1000 produkowanych przez Westinghouse. **Uzupełnieniem jego planów w zakresie rozwoju energetyki jądrowej jest projekt realizowany przez PGE, ZE PAK i koreański koncern Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP).** 31 października 2022 r. w Seulu trzy spółki podpisały niewiążący list intencyjny o zbadaniu możliwości budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie. Miałyby ona składać się z dwóch–czterech bloków, w których zamontowane zostaną koreańskie reaktory APRI400 o mocy po 1,4 GW. W tym celu strony rozpoczęły badania lokalizacyjne i zainicjowały prace nad planem realizacji inwestycji. Jego wstępna wersja ma zawierać m.in. wstępne informacje o finansowaniu projektu. KHNP zamierza zaangażować w ten proces takie instytucje, jak Korea Development Bank (KDB), Korea Trade Insurance Corporation (K-SURE), a także Export-Import Bank of Korea (K-EXIM). Dokument określa także założenia dotyczące lokalizacji elektrowni, organizacji projektu i harmonogramu budowy, a także proponowane zasady współpracy w zakresie tworzenia ram prawnych dla licencjonowania i szkolenia kadry. W 2023 r. PGE, ZE PAK i KHNP utworzą spółkę celową do realizacji inwestycji, mają także podpisać umowę inwestycyjną. Z deklaracji spółek wynika, że elektrownia w Pątnowie miałaby zacząć działać w 2035 r.

Co zostało zrobione?

Zgodnie z założeniami, w marcu 2021 r. Skarb Państwa za 531 mln zł odkupił od PGE, Enei, KGHM i Tauronu 100 proc. udziałów w spółce PGE EJ1. W czerwcu tegoż roku zmieniono jej nazwę na Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ), a następnie przekazano pod nadzór pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.

W grudniu 2021 r. PEJ wybrała nadmorską lokalizację „Lubiatowo-Kopalino” w gminie Choczewo (woj. pomorskie) jako preferowane miejsce budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Przesądzić miały o tym badania środowiskowe i lokalizacyjne prowadzone od 2017 r. także w lokalizacji „Żarnowiec” – wykazały one, że wskazane miejsce realizacji inwestycji spełnia wszystkie wymagania środowiskowe stawiane tego typu obiektom i jest bezpieczne dla mieszkańców. Decyzja nie miała charakteru prawnego, ale oznaczała merytoryczne zakończenie prac nad raportem środowiskowym. Ten został przekazany Generalnemu Dyrektorowi Ochrony Środowiska (GDOŚ) w marcu 2022 r. To kluczowy dokument w procedurze oceny oddziaływania elektrowni na środowisko, stanowiącej część postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej. To ostatnie trwa od sierpnia 2015 r., ale od 2016 r. do czerwca 2022 r. było zawieszona, właśnie z uwagi na przedłużające się prace nad raportem środowiskowym. W jego ramach 2022 r. uruchomiono konsultacje społeczne i transgraniczne budowy elektrowni jądrowej, w trakcie których władze Litwy, Łotwy, Estonii, Niemiec, Czech, Słowacji, Szwecji, Finlandii, Węgier, Rosji i Holandii mogą zgłaszać uwagi do raportu środowiskowego. Dotąd brak uwag i zastrzeżeń formalnie zgłosiły Czechy, Estonia, Finlandia, Łotwa, Holandia, Węgry.

Termin wydania decyzji środowiskowej nie jest znany, choć według obecnych założeń postępowanie GDOŚ w tej sprawie powinno zakończyć się do 30 czerwca 2023 r. Dotrzymanie tego terminu nie jest pewne z powodu możliwego przedłużenia konsultacji transgranicznych. To zaś wynika m.in. z ryzyka kontestowania inwestycji przez część krajów. Po uzyskaniu decyzji PEJ ma się skupić na pracach projektowych i pozyskaniu zgód administracyjnych na budowę elektrowni – chodzi m.in. o wydanie przez prezesa PAA zezwolenia na budowę obiektu jądrowego, a następnie wydanie pozwolenia na budowę przez wojewodę.

Z punktu widzenia inwestycji w konwencjonalny atom kluczowym procesem jest wybór dostawcy reaktorów i ich wykonawcy. W październiku 2021 r. ofertę złożył francuski EDF, w kwietniu 2022 r. koreański KHNP, a we wrześniu 2022 r. amerykański Westinghouse.

2 listopada 2022 r. rząd przyjął uchwałę w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Polsce¹⁰. Przesądził w niej, że pierwsza elektrownia jądrowa o mocy 3750 MW powstanie na obszarze gmin Choczewo lub Gniewino i Krokowa oraz że zostaną w niej zamontowane L1-GW reaktory AP1000 produkowane przez Westinghouse – w tym celu zaakceptował przygotowany przez stronę amerykańską raport koncepcyjno-wykonawczy (CER). Rząd zobowiązał też ministra klimatu i środowiska, PEJ i pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej do podjęcia działań na rzecz realizacji inwestycji, a ministra finansów do zapewnienia finansowania inwestycji „w sposób umożliwiający obniżenie cen energii elektrycznej i biorąc pod uwagę interes odbiorców końcowych”. Dokument przygotowano na podstawie polsko-amerykańskiej umowy w sprawie współpracy w celu rozwoju programu energetyki jądrowej z października 2020 r.¹¹.

Uchwała dotyczy tylko pierwszej z dwóch planowanych w ramach PPEJ elektrowni, której budowa ma ruszyć w 2026 r. i zakończyć się w 2033 r.; nie odnosi się też do projektu budowy przez PGE, ZE PAK i KHNP elektrowni jądrowej w Pątnowie. Rząd podkreślił w niej jedynie konieczność przyspieszenia realizacji drugiej „rządowej” elektrowni, ale nie wskazał, gdzie miałyby ona stanąć ani kto dostarczy do niej reaktory. Publicznie deklaruje jednak, że może to być Westinghouse, KHNP, jak i EDF, przy czym wybór jednej z tych firm nastąpi raczej już po wyborach parlamentarnych w 2023 r. Rząd sygnalizuje też, że elektrownia może powstać koło Bełchatowa, gdzie w latach 30. XXI w. ma zakończyć się eksploatacja złóż węgla brunatnego. Wśród rozważanych lokalizacji są też m.in. Kozienice i Połaniec.

Uzupełnieniem działań w sferze politycznej, administracyjnej, technologicznej było opracowanie szeregu regulacji wyznaczających ramy rozwoju w Polsce energetyki jądrowej. Kluczowa w tym aspekcie jest ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe¹². Określa ona m.in. sposób prowadzenia działalności w zakresie pokojowego wykorzystywania energii atomowej, w tym postępowania z materiałami jądrowymi, urządzeniami wytwarzającymi promieniowanie jonizujące, odpadami promieniotwórczymi czy wypalonym paliwem jądrowym. Reguluje też kompetencje organów ds. bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, zasady odpowiedzialności cywilnej za szkody jądrowe czy realizacji przez Polskę zobowiązań międzynarodowych.

Od lipca 2011 r. obowiązuje ponadto tzw. Specustawa jądrowa¹³. Celem jej uchwalenia było skrócenie procesu inwestycyjnego związanego z realizacją kolejnych etapów budowy elektrowni jądrowej. W 2023 r. weszła natomiast w życie nowelizacja ustawy, mająca przyspieszyć procedury o kolejne 12–18 miesięcy w stosunku do szacowanego czasu realizacji inwestycji na podstawie wcześniej obowiązujących przepisów. Wybrane prawne uwarunkowania rozwoju energetyki jądrowej w Polsce omawiamy szerzej w rozdziale drugim niniejszego raportu.

Czego wciąż nie wiemy?

Dotychczasowe rozstrzygnięcia w sprawie budowy polskich elektrowni jądrowych nie przesądza ani sposobu ich finansowania, ani szczegółów modeli biznesowych, w jakich inwestycje miałyby być realizowane. W przypadku projektów „rządowych” PPEJ zakłada wprowadzenie utrzymania minimum 51-procentowego udziału Skarbu Państwa w PEJ oraz przekazanie reszty zagranicznemu partnerowi, który ma też dostarczyć technologię. Oficjalnie komunikowane uzgodnienia z Westinghousem nie przesądzają jednak, czy firma ta rzeczywiście będzie w tak dużym stopniu partycypować w inwestycji.

Nierozstrzygnięta pozostaje również kwestia wykonawcy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej – uchwała rządu z 2 listopada 2022 r. przesądza wyłącznie o wyborze do niej dostawcy technologii. Najbardziej prawdopodobne jest utworzenie w tym celu przez Westinghouse konsorcjum z amerykańską firmą Bechtel. Alternatywny scenariusz zakłada konieczność rozpisania otwartego przetargu na wybór wykonawcy.

Nie jest też oficjalnie znany koszt budowy elektrowni jądrowej ani sposób jego pokrycia – rząd deklaruje jednak, że może to być w przeliczeniu 90–100 mld zł. W ślad za tym nierozstrzygnięty pozostaje też sposób sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni, np. czy będą to wieloletnie umowy PPA (jak częściowo w USA), kontrakt różnicowy (jak w Wielkiej Brytanii) czy np. model taryfowy.

SMR – zastąpią czy uzupełnią duży atom?

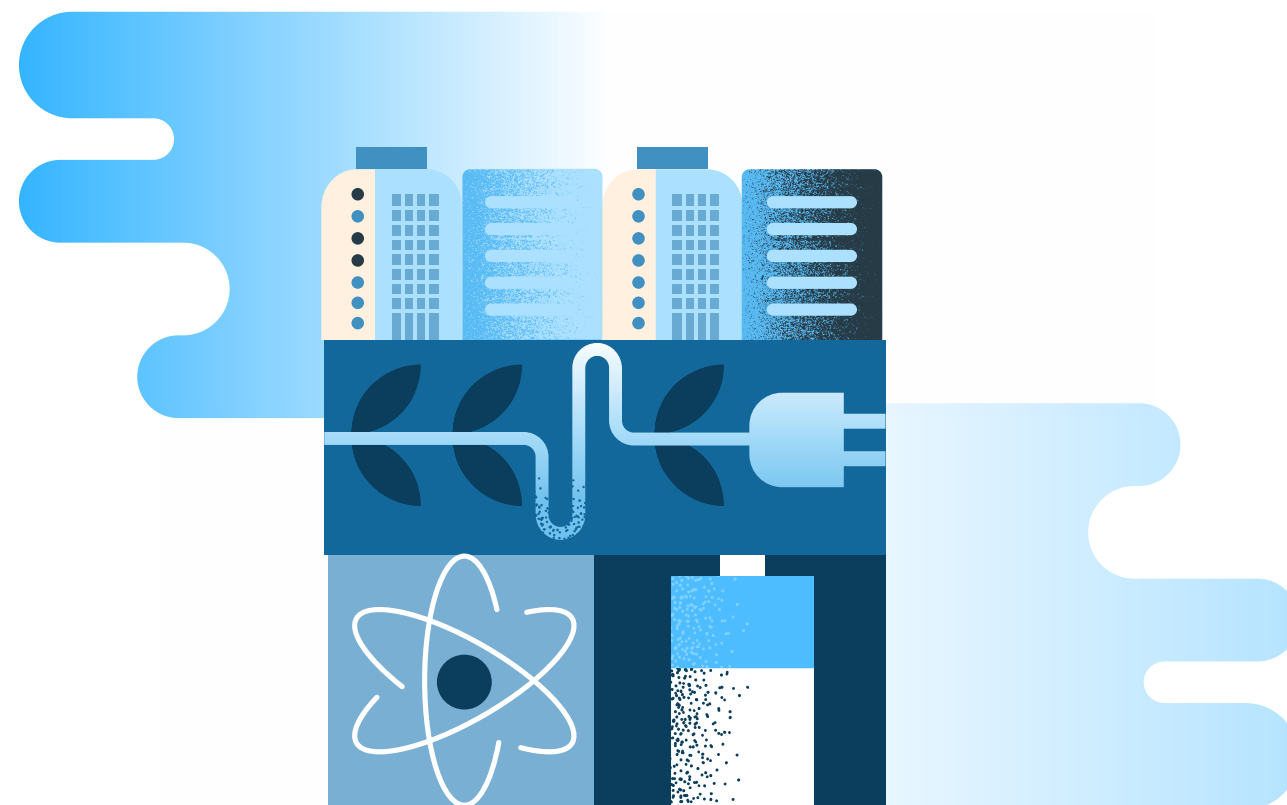
Wraz z rozwojem planów budowy w Polsce wielkoskalowych elektrowni jądrowych od kilku lat rośnie zainteresowanie małymi reaktorami (ang. Small Modular Reactor – SMR). W porównaniu do tradycyjnych bloków atomowych SMR-y mają przede wszystkim mniejszą moc. Ich zaletą ma być modułowy charakter, co w założeniu ma ograniczyć koszty i czas budowy oraz zmniejszać ryzyka związane z ich eksploatacją. Oprócz energii elektrycznej – podobnie jak duże bloki – małe reaktory będą w stanie produkować też ciepło i czysty wodór. Komercjalizacja tej technologii możliwa jest najwcześniej w drugiej połowie lat 20. XXI w. Jej potencjalne wykorzystanie w Polsce zostało uwzględnione w dokumentach strategicznych, w tym w Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju i w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. Jej zaktualizowana wersja ma zakładać, że energetyka jądrowa w 2040 r. będzie wytwarzać 22,6 proc. energii, wobec dotychczas planowanych 16 proc. Będzie to możliwe właśnie dzięki rozwojowi SMR-ów (następującemu równolegle do budowy elektrowni konwencjonalnych), za czym przemawiać ma ich potencjalne wykorzystanie właśnie w przemyśle, ciepłownictwie i elektroenergetyce¹⁴. W 2040 r. moc polskich elektrowni jądrowych ma wynieść 7,8 GW, wobec wcześniej zakładanych 4,4 GW. Z tego na małe reaktory przypadnie 2,1 GW. Pierwszy SMR ma zostać uruchomiony do końca obecnej dekady (należący do ORLEN Synthos Green Energy) i w 2030 r. dostarczyć do sieci 1 TWh energii elektrycznej. SMR-y jako technologia perspektywiczna została też wskazana Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.

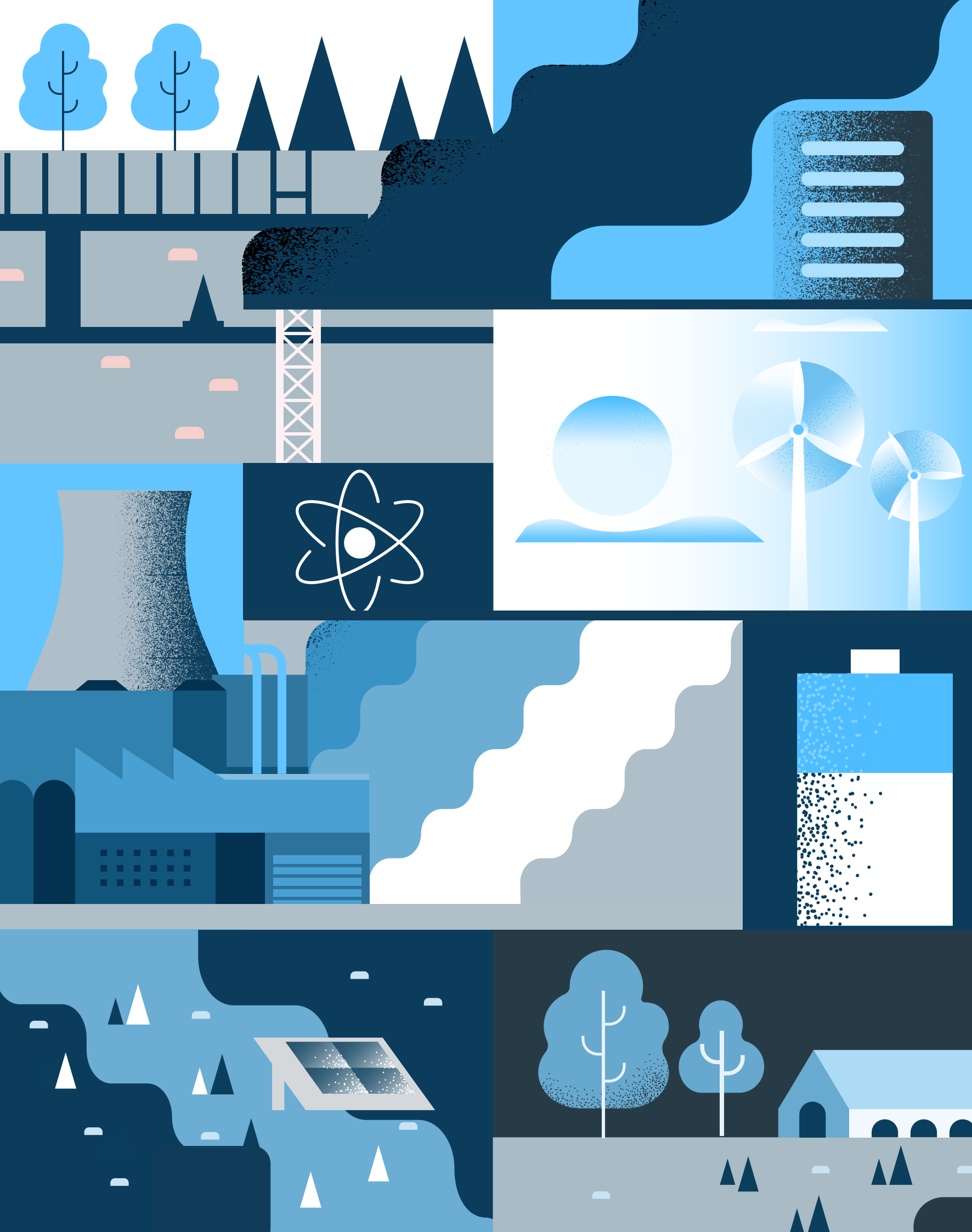
Według Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA) obecnie na świecie rozwijanych jest ponad 70 konstrukcji SMR-ów, przy czym dopiero w najbliższych latach rozstrzygnie się, które z nich ostatecznie trafią na rynek. Zaawansowane projekty są rozwijane w USA i w Kanadzie przez amerykańsko-japońską grupę GE Hitachi Nuclear Energy oraz NuScale Power, a także w Wielkiej Brytanii przez Rolls-Royce. Ta pierwsza posiada projekt (BWRX-300) bazujący na projekcie reaktora wodnego wrzącego GE (BWR). NuScale Power pracuje nad reaktorem wodno-ciśnieniowym o mocy 77 MW brutto. Jednostka ma być zamknięta w ważącej 700 ton kapsule o wysokości 23 m i szerokości 4,5 m, czyli nawet większej niż w przypadku reaktora konwencjonalnego. Pierwszy egzemplarz ma powstać w mieście Idaho Falls w 2029 r. Natomiast SMR Rolls-Royce'a ma zostać uruchomiony rok później. Ma on mieć moc 470 MW i bazować na reaktorze wodnym ciśnieniowym.

Amerykańskimi i brytyjskimi SMR-ami zainteresowany jest polski przemysł. We wrześniu 2019 r. Synthos zawarł porozumienie z GE Hitachi Nuclear Energy w sprawie budowy w Polsce reaktora BWRX-300, a w maju 2020 r. podpisał umowę z amerykańską Ultra Safe Nuclear Corporation (USNC) dotyczącą rozwoju mikroreaktorów (MMR). Chemiczna spółka uzyskała status dewelopera technologii GE Hitachi w Polsce, co otworzyło przed nią możliwość zawierania późniejszych porozumień w sprawie rozwoju SMR-ów z PKN ORLEN. Współpraca z płockim koncernem została sformalizowana w marcu 2022 r., gdy Synthos i ORLEN utworzyły *joint venture* pod firmą ORLEN Synthos Green Energy. W lipcu tegoż roku złożyło ono do PAA wniosek o ocenę technologii reaktora BWRX-300. Natomiast pod koniec marca 2023 roku ORLEN Synthos Green Energy podpisało porozumienie z Tennessee Valley Authority oraz Ontario Power Generation o przyspieszeniu wdrażania SMR-ów. Umowa przewiduje wspólne inwestycje warte 400 mln dolarów w projekt reaktora GEH BWRX-300.

SMR-y od NuScale chce nabyć KGHM. W lutym 2022 r. spółki zawarły w tym celu umowę, którą poprzedziło ich wstępne porozumienie z września 2021 r. W lipcu 2022 r. miedziowy koncern, jako pierwszy w Polsce, również złożył wniosek do PAA o wydanie ogólnej opinii w sprawie określenia wybranych warunków umożliwiających wybudowanie elektrowni jądrowej o mocy 462 MW składającej się z sześciu modułów o mocy 77 MW brutto każdy.

Natomiast Rolls-Royce pierwsze porozumienia dotyczące rozwoju SMR-ów zawarł w lutym 2023 r. Koncern podpisał wówczas list intencyjny ze Świętokrzyską Grupą Przemysłową Industria, zakładający współpracę stron przy budowie maksymalnie trzech małych reaktorów, o mocy 470 MW każdy. Po 2030 r. mają one zasilić elektrolizery o łącznej mocy 250 MW, co ma pozwolić na produkcję 50 tys. ton wodoru rocznie. Jest to jeden z celów Centralnego Klastra Wodorowego, którego Industria jest członkiem. Oprócz tego zainteresowane SMR-ami deklaruje m.in. Enea, Tauron i Unimot.





02

Uwarunkowania
rozwoju
energetyki
jądrowej w Polsce

Przebieg, tempo i charakter rozwoju energetyki jądrowej zależą od wielu zmiennych. Jej wdrożenie – jako technologii o szczególnym znaczeniu społeczno-gospodarczym – musi jednak być poprzedzone wysoko jakościową kalkulacją i brać pod uwagę uwarunkowania natury, technologicznej, ekonomicznej, prawnej, środowiskowej i społecznej.

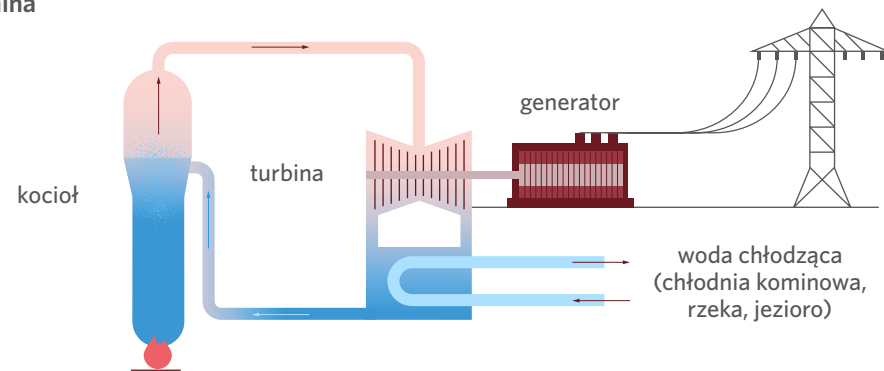
UWARUNKOWANIA TECHNOLOGICZNE

Dominik Brodacki, Polityka Insight

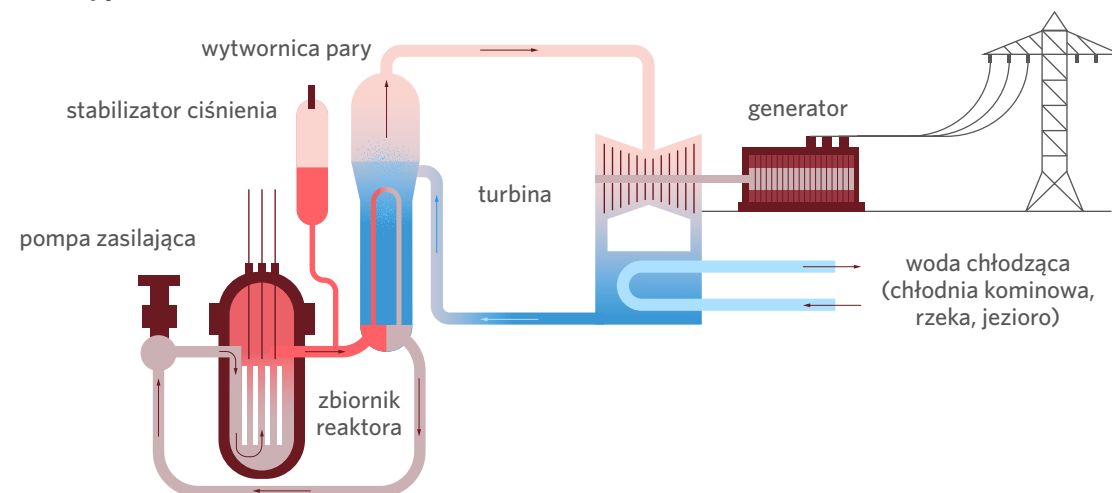
Do pewnego stopnia podobnie do elektrowni cieplnej konwencjonalnej – obie bazują na obiegu parowo-wodnym w celu produkcji energii elektrycznej. W tych drugich – w dużym uproszczeniu – energia elektryczna jest wytwarzana z energii chemicznej zawartej w paliwie, np. węgla kamiennym lub brunatnym, ropy czy gazu. W procesie jego spalania dochodzi do podgrzania wody i powstania pary wodnej, która dostając się do turbiny, napędza wał. Ten zaś, wirując, wytwarza energię elektryczną, a w procesie ubocznym także ciepło, które poprzez system chłodzenia musi być stale odprowadzane. Analogiczny proces zachodzi w reaktorach jądrowych, z tą różnicą, że wymaga on innego źródła ciepła – w tym przypadku nie jest ono wytwarzane w procesie spalania paliw, lecz podczas reakcji rozszczepienia jąder atomów uranu¹⁵.

PORÓWNANIE ZASADY DZIAŁANIA ELEKTROWNI KONWENCJONALNEJ I JĄDROWEJ

Elektrownia konwencjonalna



Elektrownia jądrowa



ŹRÓDŁO: NUCLEAR.PL

Rozszczepienie uranu polega na uformowaniu go w tzw. pastylki i ułożeniu w specjalnych rurach (prętach paliwowych), gdzie jest poddawany wpływowi neutronów. W efekcie powstają dwa jądra lżejszych pierwiastków, promieniowanie gamma oraz neutrony. Podlegają one dalszym procesom, w trakcie których emitują energię. Neutrony rozszczepieniowe powodują rozszczepianie innych jąder uranu i reakcję łańcuchową, którą w reaktorze kontrolować mają tzw. pręty kontrolne. Ich zadaniem jest podtrzymanie reakcji, przy jednoczesnym spowalnianiu rozszczepienia uranu – w tym celu pręty kontrolne wykonywane są ze specjalnych materiałów absorbujących neutrony (np. kadm, bor) oraz domieszek tych materiałów do paliwa i chłodziwa. Podtrzymanie reakcji wymaga natomiast tzw. moderatora, czyli substancji spowalniającej neutrony w procesie ich rozpraszania. Najczęściej rolę tę pełni woda, która zapewnia też odpowiednią temperaturę w reaktorze.

Podczas reakcji łańcuchowej powstaje też ciepło. Podgrzewa ono wodę, która przekształca się w parę od razu (w reaktorach wrzących) lub dopiero po podaniu jej do wytwornicy pary. W obu przypadkach para napędza turbiny, których ruch powoduje pracę wirników wytwarzających energię elektryczną¹⁶.

Nowe reaktory dostępne na rynku

Obecnie popularność zyskały jednostki tzw. III lub III+ generacji. Są one wynikiem ewolucyjnego rozwoju jednostek II generacji i w przeciwieństwie do nich mają m.in. lepsze zabezpieczenia, nowe systemy odprowadzania ciepła, które nie wymagają dodatkowego zasilania, a także wzmocnione konstrukcje, odporne na uderzenia np. dużego samolotu pasażerskiego. Poza nimi w fazie badawczej są reaktory IV generacji. Mają one pracować w znacznie wyższych temperaturach niż reaktory wodne, a do ich chłodzenia wykorzystywany ma być także gaz (np. hel), sól, ołów czy stopione sole.

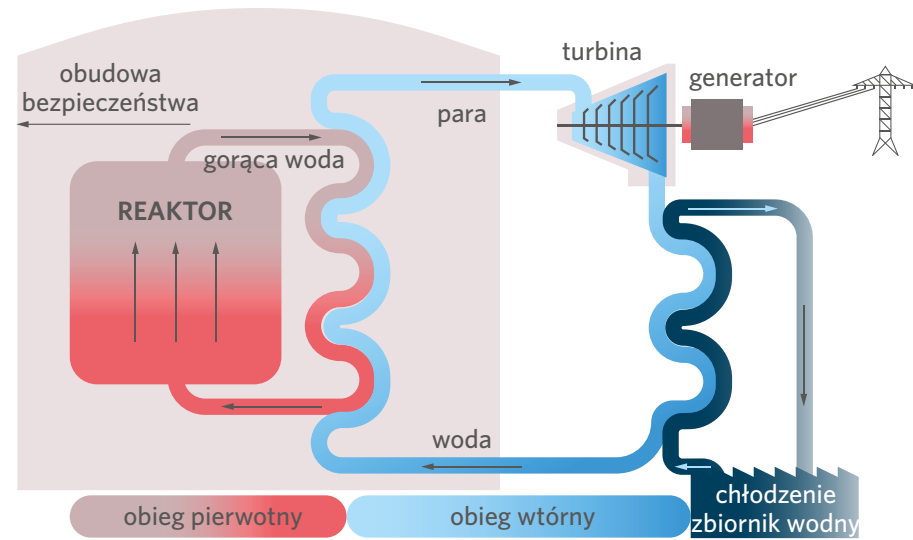
Na 437 reaktorów jądrowych na świecie (stan na koniec 2021 r.) aż 303 stanowią reaktory wodne ciśnieniowe (ang. pressurized water reactor – PWR), a 31 – reaktory wodne wrzące (ang. boiling water reactor – BWR). Jednocześnie na 56 jednostek będących w budowie (o łącznej mocy 58,1 GW), konstrukcje typu PWR stanowiły 48 sztuk o mocy w sumie 52,1 GW¹⁷.

Do reaktorów BWR należą m.in. jednostki typu ABWR i SWR-1000. Charakteryzują się przede wszystkim zastosowaniem jednego obiegu wody (obieg parowo-wodny). Zbudowane są ze zbiornika, w którym umieszczony jest rdzeń. Do niego natomiast włożone są kasety paliwowe, składające się z kilkuset prętów paliwowych i regulacyjnych. Ich głównym zadaniem jest sterowanie pracą reaktora poprzez regulowanie jego mocy. Praca prętów wiąże się z emisją ciepła, które jest odbierane przez wodę. Ta następnie w formie pary bezpośrednio trafia do turbiny parowej, której ruch generuje energię elektryczną. Para jest w niej skraplana i w postaci cieczy ponownie kierowana do reaktora.

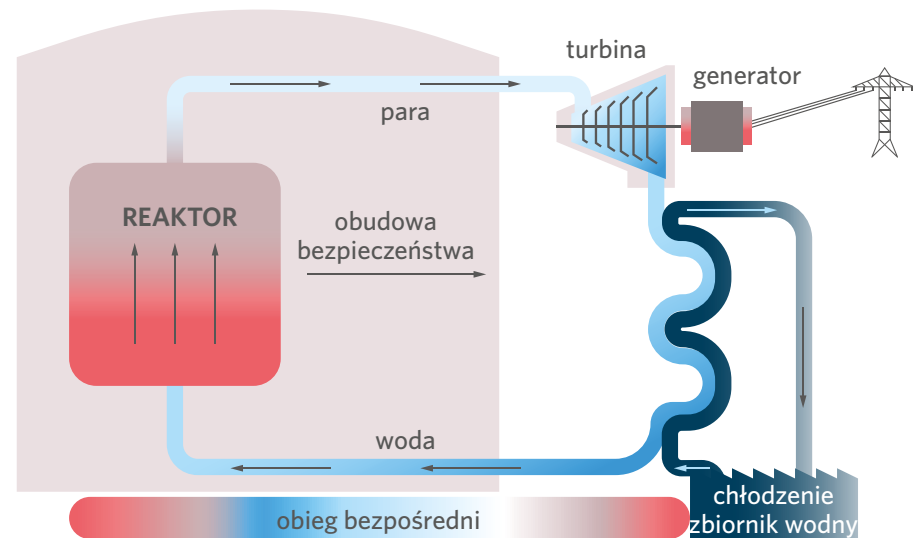
W reaktorach PWR zastosowane są dwa obiegi wody: pierwotny (tzw. wodny, zapewniający obieg reaktora) i wtórny (parowy). Dodatkowy układ, podobnie jak w jednostkach BWR, stanowi zaś obieg chłodzenia skraplacza. W takich konstrukcjach gorąca woda poprzez obieg pierwotny jest kierowana do wytwornicy pary. W niej jest zamknięta w specjalnych rurkach, które oddając ciepło, powodują parowanie opływającej je wody z obiegu wtórnego. Wówczas woda z obiegu pierwotnego wraca do reaktora, podczas gdy para z obiegu wtórnego napędza turbinę.

PORÓWNANIE REAKTORÓW PWR I BWR

PWR



BWR



ŹRÓDŁO: NARODOWE CENTRUM BADAŃ JĄDROWYCH.

Drugą zasadniczą różnicą między PWR i BWR jest to, że w tych pierwszych pręty regulacyjne są wsuwane od góry, a w drugich od dołu. W tym zakresie cechą jednostek PWR jest możliwość samoczynnego opadania prętów w przypadku utraty zasilania. Mimo to w codziennej eksploatacji wsuwanie ich od dołu jest skuteczniejsze z uwagi na mniejszą gęstość mocy w górnej części reaktora. Do najważniejszych dostępnych na rynku konstrukcji reaktorów generacji III+ należą EPR (Framatome), AP1000 (Westinghouse), APR1400 (KHNP), ACR-1000 (Atomic Energy of Canada) czy ESBWR (GE-Hitachi). Na tej ostatniej konstrukcji bazuje technologia reaktora małego reaktora (SMR) BWRX-300.

Bezpieczeństwo elektrowni jądrowych

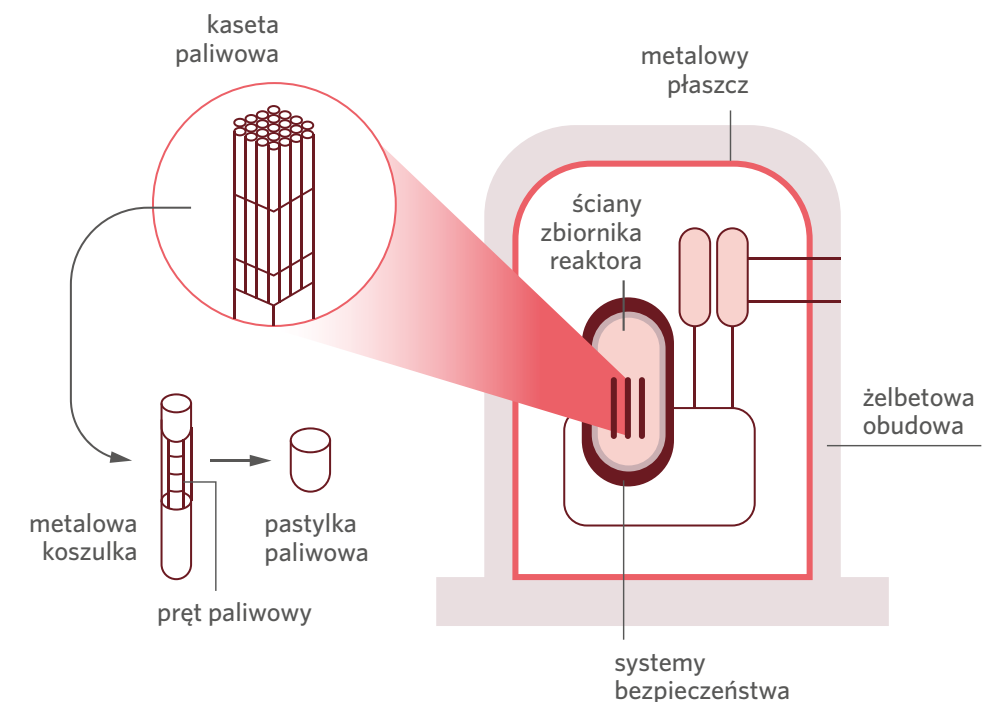
Elektrownie jądrowe należą do najbezpieczniejszych źródeł wytwarzających energię elektryczną. W tym zakresie każdy reaktor musi spełniać wyśrubowane standardy w zakresie:

- » odporności przed czynnikami zewnętrznymi,
- » kontroli reakcji rozszczepienia,
- » zapewnienia odpowiedniego poziomu chłodzenia rdzenia
- » separacji substancji promieniotwórczych od otoczenia.

W odniesieniu do tych pierwszych chodzi w szczególności o zabezpieczenia przez atakami terrorystycznymi i klęskami żywiołowymi, takimi jak trzęsienia ziemi czy tsunami. Przed takimi zdarzeniami chronią zarówno bariery fizyczne (np. betonowo-stalowa obudowa reaktora, ogrodzenia, czujniki elektroniczne), jak i sama struktura instalacji jądrowej – zgodnie z zasadą redundancji jej elementy są zwielowrotnione (co najmniej trzykrotnie) i rozmieszczone w odpowiedniej odległości od siebie, tak by zminimalizować ryzyko ich jednoczesnej awarii oraz unieruchomienia całej elektrowni.

Jedną z głównych zasad projektowania elektrowni i obiektów jądrowych jest tzw. **reguła obrony w głąb**. Polega ona na stosowaniu kolejnych barier fizycznych między paliwem w rdzeniu reaktora a otoczeniem, tak aby zminimalizować ryzyko jego przedostania się na zewnątrz obiektu. W efekcie nawet w razie awarii jednego elementu pozostała część konstrukcji zapewni jego bezpieczeństwo i niezakłóconą pracę. Pierwszą barierę stanowi materiał paliwowy, mający postać pastylki utrzymującej szkodliwe substancje wewnątrz swojej struktury. Druga to tzw. koszulka paliwowa, czyli specjalne rury, w których umieszcza się pastylki paliwowe, trzecia – ściany zbiornika reaktora, czwarta – obieg pierwotny, piąta – bunkier wewnętrzny, a szósta – żelbetowa obudowa o grubości około 1,3 m¹⁸.

BARIERY OCHRONNE REAKTORA



ŹRÓDŁO: OPRAWOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE ME.

Bezpieczeństwo elektrowni jądrowych wynika też z tego, że wykorzystują siły natury. W jednostkach III i wyższej generacji stosowane są tzw. pasywne układy bezpieczeństwa, czyli takie, które nie potrzebują energii z zewnątrz. Przykładem jest wykorzystanie wody jako modera tora i chłodziwa – zmiana cieczy w parę pod wpływem wzrostu temperatury wewnątrz reaktora powoduje samoczynne wygaszenie reakcji łańcuchowej (z powodu braku możliwości jej przeprowadzenia). Kluczowe jest także zjawisko tzw. konwekcji, w którym woda – dzięki różnicy temperatur – krąży w układzie chłodzenia reaktora nawet po jego wyłączeniu. Hermetyczność obudowy jednostki sprawia zaś, że po odparowaniu ciecz jest dostarczana do specjalnych zbiorników, skąd po skropleniu jest używana ponownie. Dzięki temu wciąż odbiera ciepło z jednostki i zapobiega jej przegrzaniu. Systemy stosowane we współcześnie projektowanych reaktorach pozwalają na ich autonomiczną pracę w tym trybie nawet przez kilka dni. Natomiast siła grawitacji ma zastosowanie w przypadkach awaryjnego wyłączenia reaktora za pomocą prętów bezpieczeństwa. W reaktorach ciśnieniowych pręty wypełnione substancją przerywającą reakcję łańcuchową są zawieszane nad komorą reaktora za pomocą magnesów. Ewentualna awaria zasilania sprawia, że przestają one działać, co powoduje opuszczenie prętów i automatyczne wyłączenie reaktora¹⁹.

Obecnie stosowane zabezpieczenia fizycznie uniemożliwiają doprowadzenie do katastrofy podobnej do tej z 1986 r. w Czarnobylu czy z 2011 r. w Fukushima. Przykładowo, w pierwszym przypadku technologia jednostki nie pozwalała na automatyczne wyłączenie reaktora w razie zakłóceń w procesie jego chłodzenia (co obecnie zapewnia wykorzystanie praw fizyki). Z kolei w drugim, uszkodzony reaktor nie był zabezpieczony żelbetową obudową (szósta bariera), a dodatkowo nie był wyposażony w pasywne systemy chłodzące jednostkę po jej nagłym wyłączeniu²⁰.

Bezpieczeństwo elektrowni jądrowych zapewnić mają ponadto wyśrubowane regulacje, które zostały dla ponad 175 krajów ustandaryzowane pod egidą IAEA. W Polsce za ich przestrzeganie odpowiada PAA.

Promieniowanie jonizujące

Promieniowanie jest zjawiskiem naturalnie występującym we wszechświecie. Jego rodzajem jest promieniowanie jonizujące. Powstaje ono w wyniku procesu, w trakcie którego przenikająca przez materię energia promieniowania powoduje oderwanie się elektronu od atomu, co z kolei prowadzi do powstania elektronów ujemnych i jonów dodatnich. Podczas pracy reaktorów promieniowanie jonizujące jest generowane i wydzielane z powodu zgromadzenia w jego rdzeniu znacznych ilości silnie promieniotwórczych izotopów. Ich wydostanie się na zewnątrz utrudnia budowanie i eksploatację elektrowni zgodnie z tzw. zasadą obrony w głąb.

W trakcie normalnej pracy jednostki poza jej konstrukcją emitowane są niewielkie ilości substancji promieniotwórczych. Mają one postać zarówno gazową (np. argon, krypton, ksenon), jak i ciekłą. W bezpośrednim sąsiedztwie obiektu dawka promieniowania jest jednak praktycznie neutralna dla człowieka – w skali roku wynosi 0,01–0,02 mSv (milisiwert), czyli wielokrotnie mniej niż generują obiekty naturalne, np. grunt, woda, powietrze. Dla porównania: wykonanie RTG powoduje przyswojenie dawki rzędu 0,1 mSv, a tomografii całego ciała od 50 do 100 mSv²¹. Na znacznie większe ilości promieniowania jonizującego narażone są też osoby regularnie podróżujące samolotem. Z danych PAA wynika, że w Polsce średnia

przyjmowana przez jedną osobę w ciągu roku dawka promieniowania jonizującego wynosi około 3,3 mSv, z czego 2,4 mSv pochodzi od źródeł naturalnych²².

Konsensus naukowy zakłada, że przebywanie nawet przez wiele lat w pobliżu elektrowni jądrowej nie ma negatywnego wpływu na życie i zdrowie ludzi, w tym nie zwiększa ryzyka zachorowania na jakiegokolwiek schorzenia. Poziom generowanego przez nie promieniowania jest przy tym stale kontrolowany przez dozory jądrowe i międzynarodowe instytucje, np. Komitet Naukowy ONZ ds. Skutków Promieniowania Atomowego (UNSCEAR).

Rola elektrowni jądrowej w systemie elektroenergetycznym

Historycznie elektrownie jądrowe były przewidziane do pracy w reżimie podstawowym, czyli zapewniającym podaż do systemu stosunkowo niezmienną ilość energii elektrycznej. Wynika to zarówno z ich charakterystyki technologicznej, jak i czynników ekonomicznych – koszty budowy takich obiektów niejako wymuszają maksymalizację ich rocznego obciążenia, które w wielu krajach przekracza 90 proc. Oznacza to, że w tym czasie pracują one z mocą zbliżoną do nominalnej.

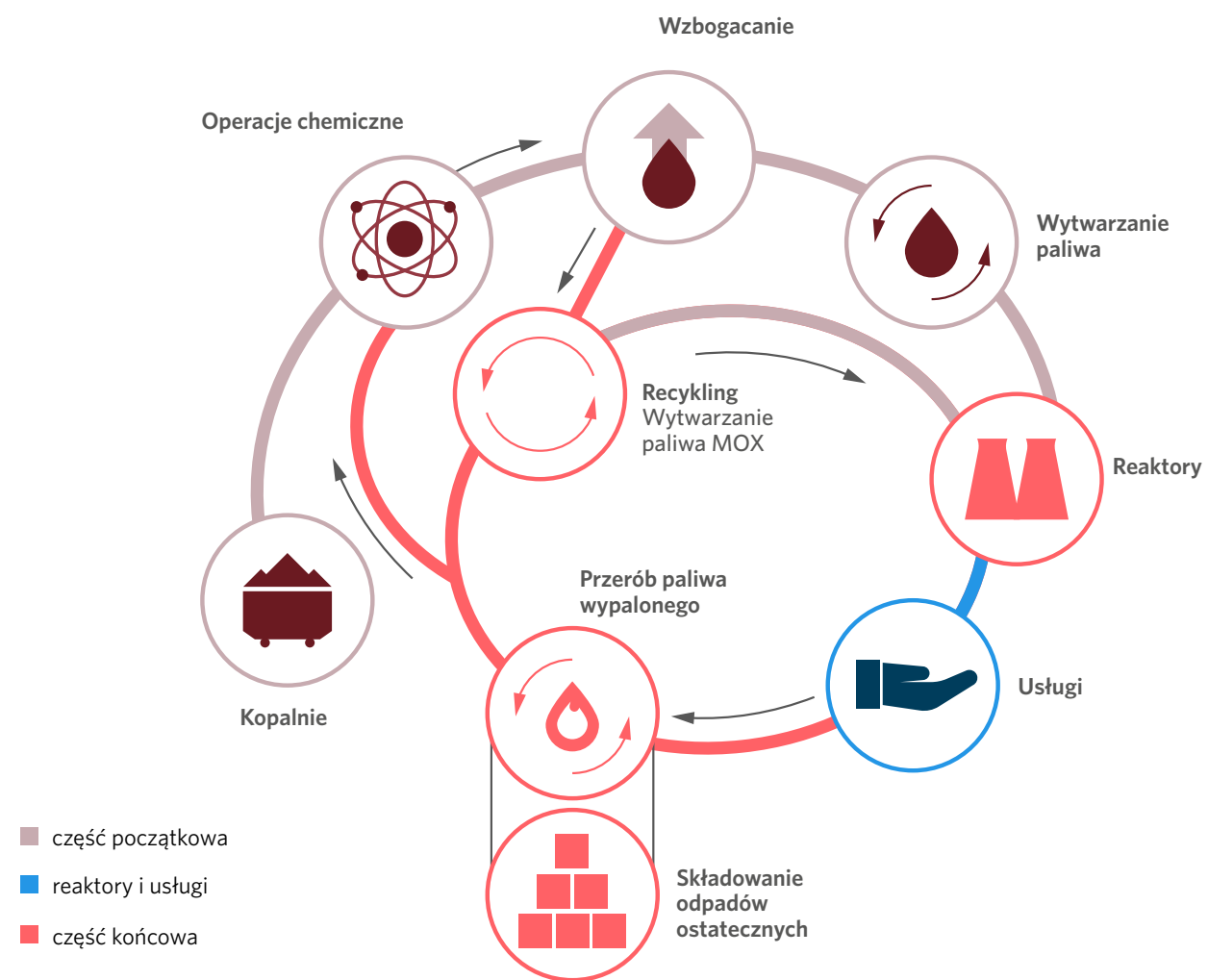
Najnowsze konstrukcje potencjalnie nadają się też jednak do pracy regulacyjnej, a więc pokrywania szczytowego zapotrzebowania na moc, do czego dawniej służyły praktycznie tylko elektrownie gazowe i szczytowo-pompowe. Co więcej, przystosowanie ich do tzw. pracy z nadążaniem za obciążeniem teoretycznie jest uwzględniane już na etapie projektowania jednostki. Wynika to m.in. ze stosowania w nich automatycznych systemów regulacji mocy, pozwalających na pracę reaktora z mniejszym obciążeniem (wynoszącym nawet 30 proc.) w celu zapewnienia bilansowania systemu nawet w przekroju dobowym. To duża przewaga tej technologii nad instalacjami OZE, które do takich zadań obecnie się nie nadają. Jest to szczególnie istotne w krajach o znaczącym udziale energetyki jądrowej w miksie, np. Francji, gdzie przekracza on 70 proc.²³.

Jedną z najbardziej elastycznych jednostek na rynku jest reaktor AP1000. Cechuje się on m.in. dopuszczalną dobową zmianą mocy z poziomu 100 proc. do 50 proc. w ciągu 2 godzin, możliwością utrzymywania mocy na poziomie 50 proc. od 2 do 10 godzin czy też podniesienia mocy do 100 proc., w ciągu 2 godzin. Dopuszczalna skokowa zmiana mocy to zaś +/- 10 proc. w zakresie 15–100 proc. mocy nominalnej. Z kolei reaktor EPR jest przystosowany do regulacji mocy w przedziale 20–100 proc. wartości znamionowej²⁴.

Pozyskiwanie paliwa jądrowego

Do przeprowadzania reakcji rozszczepień jąder atomowych w celu uzyskania energii niezbędne jest paliwo jądrowe. To związek chemiczny zawierający izotopy rozszczepialnego pierwiastka. Najczęściej jest on pochodną uranu, który po wydobyciu z rudy podlega przemiałowi do postaci tzw. yellowcake (U3O8), a następnie konwersji do postaci UF6. UF6 jest natomiast wzbogacany w izotop U-235. Następnie z surowca produkuje się paliwo jądrowe. Proces ten polega na przetworzeniu wzbogaconego uranu w niewielkie pastylki, które umieszcza się tzw. koszulkach (specjalnych rurkach ze stopu cyrkonu), które po szczelnym zamknięciu stają się prętami paliwowymi. Te ostatnie wraz z prętami regulacyjnymi stanowią tzw. zestaw paliwowy. W reaktorach PWR funkcjonuje 100–200 takich zestawów składających się ze 179–264 prętów paliwowych.

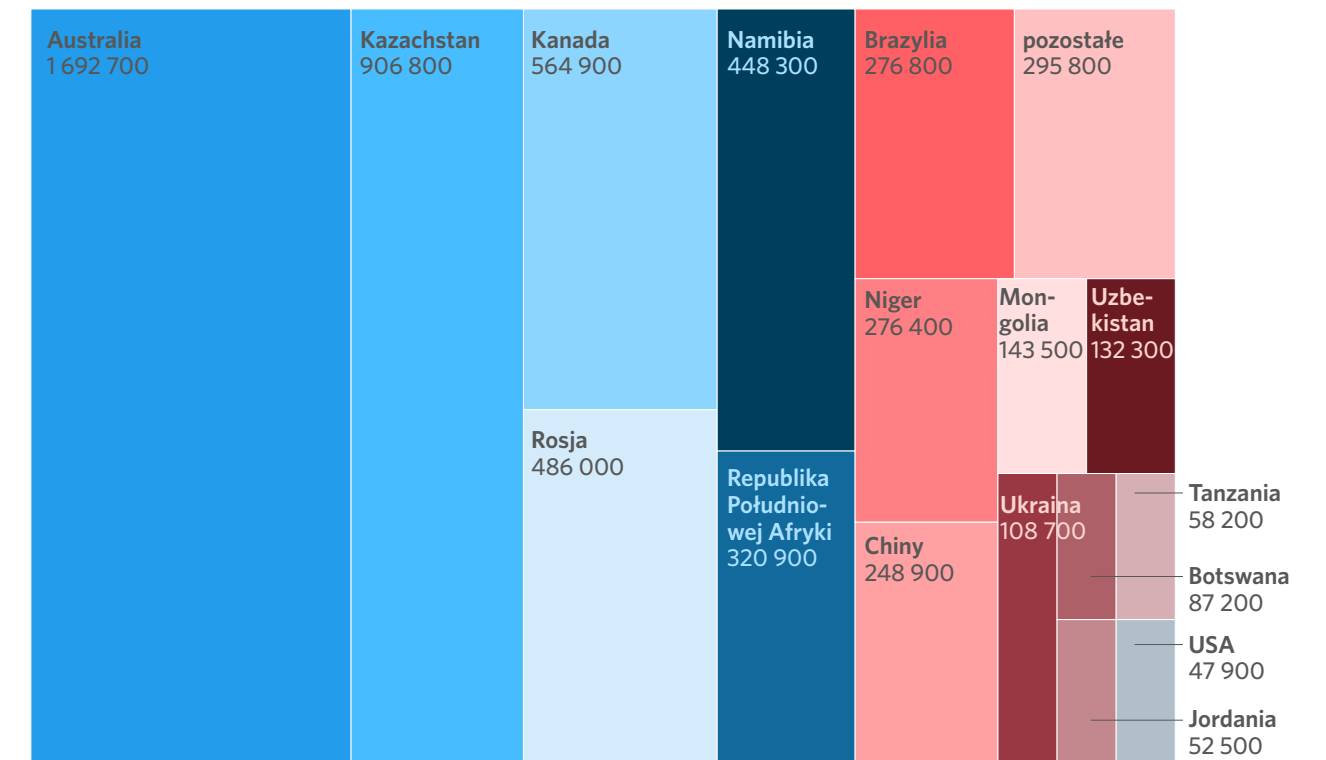
CYKL PALIWA JĄDROWEGO



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE NCBJ.

Pozyskanie paliwa jądrowego wymaga dostępu do uranu oraz technologii produkcji z niego paliwa jądrowego. Rynek surowca jest silnie skoncentrowany – za około 70 proc. światowego wydobycia uranu odpowiadają Kazachstan, Kanada i Australia. Przyjmuje się przy tym, że eksploatacja złóż konwencjonalnych jest ekonomicznie opłacana przy koszcie wydobycia nieprzekraczającym 130 dol./kgU U₃O₈. Według danych OECD złoża spełniające to kryterium wynoszą obecnie około 5,7 mln ton. World Nuclear Association w 2022 r. oszacowało natomiast, że liczba ta oscyluje wokół 6,14 mln ton, z czego 28 proc. zasobów surowca zlokalizowanych jest w Australii, 15 proc. w Kazachstanie, 9 proc. w Kanadzie, 8 proc. w Rosji, 2 proc. w Ukrainie, a 1 proc. w USA²⁵. Oznacza to, że przy obecnym popycie wynoszącym około 63 tys. ton uranu rocznie jego konwencjonalnych zasobów wystarczy na 150–200 lat. Udokumentowane złoża w Polsce wynoszą natomiast około 7,26 tys. ton. Zlokalizowane są przede wszystkim w Sudetach, Górach Świętokrzyskich, na Podlasiu i na Warmii. Biorąc pod uwagę, że reaktor o mocy 1 GW zużywa około 137 ton surowca rocznie, oznacza to, że podaż krajowa mogłaby zapewnić jego dostawy przez około 53 lata.

ROZPOZNANE ZASOBY URANU (TON)



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE OECD NEA I IAEA.

Światowe zasoby uranu ulokowane są głównie w krajach stabilnych politycznie, z sojusznym lub neutralnym stosunkiem wobec Polski. Stanowi to kluczowy czynnik w zakresie zapewnienia dostaw paliwa jądrowego do polskich elektrowni, które w dużej mierze będzie musiało pochodzić z importu.

W zakresie wyboru dostawcy uranu kluczowe znaczenie ma jego pochodzenie oraz możliwość dywersyfikacji miejsca wydobycia. W tym zakresie największym graczem na rynku jest kazachski Kazatomprom, który odpowiada za około 25 proc. światowej produkcji (dane z 2021 r.), a także francuskie Orano, rosyjskie Uranium One i kanadyjskie Cameco (po 9 proc.), uzbeckie Navoi Mining i chińskie CN/NC (po 7 proc.) czy też amerykańskie GeneralAtomics/Quasar (5 proc.). Cameco i Orano dysponują przy tym największą na świecie kopalnią surowca Cigar Lake w Kanadzie (10 proc. światowej produkcji), podczas gdy do Kazatompromu i Cameco należy kazachski zakład Inkai 1-3 (7 proc.)²⁶.

Konwersję uranu do postaci UF₆ oferują działające komercyjnie zakłady w Kanadzie (Cameco), Francji (Orano), Rosji (Rosatom) i Chinach (CN/NC). W 2023 r. planowane jest ponadto ponowne uruchomienie nieczynnej od 2017 r. fabryki w USA, należącej do ConverDyn²⁷. European Supply Agency szacuje przy tym, że już w 2024 r. światowe zdolności w zakresie konwersji surowca będą niewystarczające do zaspokojenia popytu. Jednocześnie eksperci podkreślają, że w przypadku UE ewentualna luka podaży będzie mogła być zniwelowana m.in. dzięki planowanemu zwiększeniu możliwości produkcyjnych we francuskim zakładzie Philippe Coste²⁸.

W ostatnich latach na świecie występowała duża nadwyżka zdolności wzbogacania uranu. Największe zakłady należą do Orano, Rosatomu i Urenco. Pierwsza firma operuje głównie we Francji, Niemczech, Holandii, Wielkiej Brytanii, USA i Rosji. Natomiast Rosatom ma cztery zakłady w Nowouralsku, Zelenogorsku, Angarsku i Seversku, a Urenco w Wielkiej Brytanii (Capenhurst), Niemczech (Gronau) i Holandii (Almelo)²⁹. Największym graczem jest przy tym kontrolowana przez Rosatom spółka TVEL, dysponująca zdolnościami produkcyjnymi na poziomie 28 mln SWU/rok (ang. separative work unit). Zdolności Urenco to zaś 13,7 mln SWU/rok, a Orano i CN/NC 7,5 mln SWU/rok. W myśl obecnych prognoz, do 2040 r. globalny popyt na wzbogacony uran może przy tym wzrosnąć z obecnych 51,2 mln SWU/rok, do 76,5–100,7 mln SWU/rok, w zależności od dynamiki rozwoju energetyki jądrowej, w tym przede wszystkim SMR-ów³⁰.

Ostatnim etapem przekształcania uranu w pręty paliwowe jest produkcja paliwa jądrowego. Zespoły prętów paliwowych są skalibrowane pod poszczególne typy reaktorów. Dla Polski kluczowe jest, że główni dostawcy technologii oferują jej szerokie możliwości w zakresie importu paliwa jądrowego. W przypadku Westinghouse'a będzie ono mogło być dostarczane np. z USA lub Szwecji. Natomiast KHNP oferuje dostawę paliwa z Korei Południowej poprzez swoją spółkę KEPCO Nuclear Fuel (KNF), a w dalszej kolejności transfer technologii i budowę w Polsce lokalnego zakładu produkcyjnego.

Szacuje się, że 96 proc. masy wykorzystanego paliwa jądrowego nadaje się do ponownego wykorzystania – nie podlega bowiem procesowi spalania. Jego recyding polega na pocięciu prętów paliwowych na mniejsze części, ich rozpuszczaniu, a następnie ekstrakcji pozostałego uranu i plutonu w celu wykorzystania ich do ponownej produkcji paliwa. Komercyjnymi zdolnościami w tym zakresie dysponują m.in. Francja, Rosja, Japonia, Wielka Brytania i Indie.

Postępowanie z odpadami jądrowymi

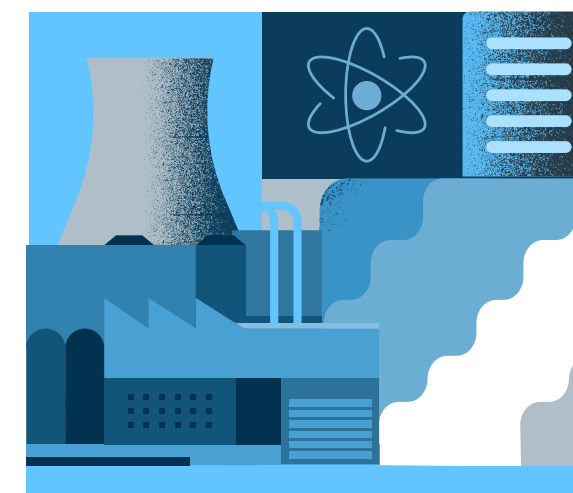
Efekt ubocznym pracy reaktorów jądrowych są odpady, będące wypalonym paliwem jądrowym zawierającym szereg substancji silnie promieniotwórczych (np. produkty rozszczepienia izotopów uranu i plutonu). Mogą to też być inne skażone substancje lub materiały, które nie nadają się do dalszego wykorzystania – takie odpady powstają w Polsce, np. w wyniku wykorzystania substancji promieniotwórczych w przemyśle, medycynie czy badaniach naukowych. Z uwagi na poziom promieniowania przekraczający promieniowanie tła, odpady wymagają szczególnego postępowania w celu długotrwałego odizolowania ich od ludzi i środowiska na czas rozpadu izotopów promieniotwórczych. Przykładowo, jeszcze 10 lat po wypaleniu paliwa moc dawki promieniowania wynosi ponad 100 Sv/h, podczas gdy dawka śmiertelna dla człowieka to około 5 Sv³¹.

Odpady promieniotwórcze klasyfikuje się pod kątem okresu, w jakim następuje ich połowiczny rozpad, lub ze względu na aktywność pierwiastków promieniotwórczych. W pierwszym podziale wyróżnia się odpady przejściowe (okres połowicznego rozpadu wynosi mniej niż trzy lata), krótkożyciowe (3–30 lat) oraz długożyciowe (powyżej 30 lat). Natomiast w drugim kryterium stanowi stężenie izotopów promieniotwórczych – rozróżnia się odpady wysoko-, średnio- i niskoaktywne. Te ostatnie najczęściej występują w przemyśle, medycynie i farmacji. Z uwagi na niski stopień skażenia wymagają one izolacji jedynie za pomocą prostych środków ochrony, np. gumowych rękawic. Odpady średnioaktywne to zaś np. złom czy szlam. Powstają najczęściej w przemyśle i wymagają przechowywania w specjalnych betonowych osłonach.

Odpady wysokoaktywne są wytwarzane w elektrowniach jądrowych. Przez wiele dekad emitują duże ilości ciepła, przez co wymagają chłodzenia i osłon. Przez kilka–kilkanaście lat wypalone paliwo jądrowe może być przechowywane na terenie elektrowni w specjalnych basenach wypełnionych wodą. Z czasem musi ono jednak zostać przeniesione do suchych zbiorników o grubych ścianach, a po kilkudziesięciu latach do geologicznego składowiska na głębokości nawet kilku kilometrów. Takie obiekty znajdują się m.in. w USA, Francji, Szwecji i Finlandii.

Docelowe zgromadzenie odpadów jądrowych w formacjach geologicznych zostało uznane za jeden z warunków uwzględnienia energetyki jądrowej w unijnej taksonomii. W przyjętym w lutym 2022 r. akcie delegowanym 2022/1214 KE powołała się na opinię Joint Research Centre³², które wskazało, że jest to „najnowocześniejsze rozwiązanie, które jest powszechnie akceptowane przez społeczność ekspertów na całym świecie jako najbezpieczniejsza i najbardziej zrównoważona opcja dla końcowego etapu gospodarowania wysokoaktywnymi odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym”³³. W ślad za tym kraje zostały zobowiązane do uwzględniania w swoich planach budowy takich obiektów do 2050 r.

Odpady nisko- i średnioaktywne już dziś są wytwarzane w Polsce, a większość działań związanych z ich unieszkodliwianiem i składowaniem realizuje Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych w Świerku koło Warszawy. Do przechowywania krótkożyciowych odpadów nisko- i średnioaktywnych oraz do czasowego składowania odpadów długożyciowych wykorzystuje się zaś Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych (KSOP) w Różanie nad Narwią³⁴. Sposób postępowania z odpadami jądrowymi określa przyjęty przez rząd w 2015 r. i zaktualizowany w 2020 r. Krajowy plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym. Zakłada on powstanie do 2035 r. nowego Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych, a także Polskiego Podziemnego Laboratorium Badawczego, na bazie którego zbudowane miałyby zostać Składowisko Głębokie Odpadów Promieniotwórczych (SGOP)³⁵.



UWARUNKOWANIA EKONOMICZNE

dr Bożena Horbaczewska, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
Lukasz Sawicki, Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Każda inwestycja w elektrownię jądrową wymaga ogromnego kapitału – i byłoby dobrze dla Polski, by każda była realizowana z udziałem krajowych (a nie tylko obcych) przedsiębiorstw wykonawczych. Na dziś dzień większość polskich inwestorów i spółek celowych zadeklarowała chęć możliwie dużego włączenia polskiego przemysłu do łańcucha dostaw. **Według szacunków, na etapie budowy pierwszego bloku jądrowego zaangażowanie rodzimych przedsiębiorstw może wynieść nawet około 40 proc.** W miarę powstawania kolejnych bloków będzie ono rosło do około 70 proc. – potwierdzają to publicznie firmy, które złożyły Polsce oferty na dostawę technologii jądrowych³⁶:

- » EDF zbudował kontakty z setką polskich przedsiębiorstw, certyfikował 70 z nich i proponuje zaangażowanie ich w swoje inne projekty w Europie. Deklaruje, że początkowo ich udział w budowie polskiej elektrowni wynosiłby około 50 proc., a docelowo 65-70 proc.
- » Westinghouse prowadził rozmowy z 500 polskimi firmami, również tymi, które już pracują w biznesie jądrowym; deklaruje tzw. *local content* na poziomie 50 proc., co w przypadku budowy pierwszych bloków miałyby przełożyć się na zlecenia o wartości ponad 100 mld zł.
- » KHNP, oprócz *local content* na poziomie od 40 do 70 proc., zapowiada budowę m.in. w Polsce zakładu produkcji paliwa jądrowego.

Według Polskiego Instytutu Ekonomicznego **przy zaangażowaniu rodzimych firm na poziomie 70 proc. szacowana wartość *local content* wyniosłaby nawet 130 mld zł.** Ocenia się, że polscy podwykonawcy są w stanie wyprodukować główne urządzenia (ich koszt to 32 proc. kosztów projektu), a także obsługiwać większość prac inżyniersko-budowlanych (41 proc. kosztów). Oznacza to, że budowa i funkcjonowanie elektrowni jądrowych, według szacunków, przełoży się na wzrost polskiego PKB o 1-2 proc. do 2043 r.³⁷. Należy jednak przyjąć, że w początkowym okresie rozwoju energetyki jądrowej udział w niej polskich firm będzie zdecydowanie niższy, choć w miarę rozwoju sektora zapewne systematycznie zaczną rosnać.

Działania informacyjne i wspierające polskie firmy potencjalnie zainteresowane udziałem inwestycji koordynuje MKiŚ (Departament Energii Jądrowej – DEJ). W 2021 r. resort przygotował kolejną edycję Katalogu *Polish Industry for Nuclear Energy*, grupującego przedsiębiorstwa mające kompetencje potrzebne przy realizacji takich projektów albo mogące je zdobyć przy rozsądnym wysiłku. Zdobywały one doświadczenie w sektorze energetycznym w Polsce i za granicą, w tym w energetyce jądrowej. W Katalogu znalazło się 338 polskich firm, spośród których 78 brało udział w 40 projektach jądrowych w 24 krajach. Przykładowo na budowie fińskiej elektrowni Olkiluoto-3 pracowało 25 polskich podmiotów, nieco mniej przy inwestycji we Flamanville-3 we Francji czy w Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii. Firmy te reprezentują głównie przemysł maszynowy, elektryczny i automatykę, ale też inżynierię cywilną, metalurgię i obróbkę metali, instalacje, inżynierię oraz sektor chemiczny. Należy odnotować, że wymagania techniczne i organizacyjne stawiane podmiotom są w sektorze jądrowym porównywalne do tych stosowanych w przemyśle lotniczym i kosmicznym. Realizacja projektów w tym obszarze przyczynia się do rozwoju wielu nowoczesnych branż przemysłu, postępu technicznego i rozwoju naukowego kraju³⁸. 7 marca 2023 r. MKiŚ rozpoczęło prace nad aktualizacją katalogu polskich firm dla sektora jądrowego.

Na zlecenie MKiŚ dla przedsiębiorców zainteresowanych udziałem w budowie polskiej elektrowni jądrowej organizowane są spotkania informacyjne i szkolenia kompetencyjne, prowadzone m.in. przez ekspertów powiązanych z potencjalnymi dostawcami technologii do Polski. Ich celem jest zapoznanie biznesu z wymogami technicznymi i biznesowymi, podniesienie kompetencji, ale też usprawnienie komunikacji i certyfikacji polskich podmiotów, przekazanie im przejrzystych wytycznych, czy uzgodnienie z generalnymi wykonawcami ich minimalnego udziału w projekcie³⁹. Należy podkreślić, że nie wszystkie przedsiębiorstwa muszą wypełniać warunek certyfikacji – zależy to od etapu, na którym włączają się do inwestycji i rodzaju dostarczanych usług lub produktów. Oprócz tego, MKiŚ współorganizuje spotkania i seminaria z koreańskim, brytyjskim i hiszpańskim przemysłem jądrowym. W grudniu 2022 r. takie przeszkolenie ukończyło 180 osób ze 100 polskich firm⁴⁰.

Niezależnie od tego zagraniczne firmy zainteresowane budową elektrowni jądrowej w Polsce (Westinghouse, KHNP, EDF, GE) prowadzą działania mające na celu włączenie polskich przedsiębiorstw do swoich łańcuchów dostaw. Część z nich ma wymierne efekty w postaci kontraktów na zagranicznych budowach obiektów jądrowych.

Pewnym ograniczeniem dla polskich przedsiębiorstw są relatywnie małe możliwości kapitałowe, wielkość organizacji, kondycja finansowa, trudność dostosowania się do standardów bezpieczeństwa i wymogów jakościowych, brak odpowiednio wykwalifikowanej kadry oraz problemy z przeprowadzeniem certyfikacji⁴¹.

Wdrożenie nowych systemów jakości (uzgodnionych podczas certyfikacji z dostawcą technologii) to długotrwały i kapitałochłonny proces (nawet od dwóch do czterech lat). W czasie najbliższych kilku lat polskie przedsiębiorstwa będą więc w stanie przygotować się do przyszłej współpracy z generalnym wykonawcą, wprowadzając niezbędne zmiany (organizacyjne, kompetencyjne, zarządzania jakością). To pozwoli im znaleźć się w gronie zatwierdzonych podwykonawców (*approved suppliers list*), co daje szansę na otrzymanie zlecenia. Brak pewności jego zdobycia wobec konieczności poniesienia nierzadko ogromnego wysiłku finansowego i organizacyjnego może być czynnikiem demotywującym polskie przedsiębiorstwa do wzięcia udziału w przygotowaniach do tego projektu inwestycyjnego, szczególnie wobec dużej konkurencji ze strony przedsiębiorstw zagranicznych.

Wymagania techniczne i organizacyjne są różne w zależności od obszaru działania samej elektrowni: najwyższe dla części jądrowej, tj. głównie reaktorowni (np. ISO 19443, ASME NQA-1), a następnie coraz mniej restrykcyjne dla części konwencjonalnej (maszynownia), wyprowadzenia mocy, pozostałej infrastruktury oraz budynków i budowli w otoczeniu elektrowni (budynki pomocnicze, tzw. *balance of plant*). Doświadczenie polskich przedsiębiorstw w zakresie samej technologii jądrowej jest stosunkowo niewielkie, ale ich udział jest możliwy w części konwencjonalnej. Także polskie jednostki naukowo-badawcze wydają się być dobrze przygotowane do zadań w energetyce jądrowej – posiadają akredytacje i certyfikacje np. PAA, PCBC, PCA, UDT, a także dysponują doświadczeniem ze współpracy z wieloma organizacjami międzynarodowymi (IAEA, NEA OECD). Niemniej, najslabiej rozwinięte są kompetencje jądrowe we wszystkich etapach tworzenia łańcucha wartości (nie tylko projektowanie i budowa, ale także eksploatacja i likwidacja)⁴².

Wyzwaniem dla polskich firm wykonawczych może być jednoczesna realizacja kilku projektów jądrowych bazujących na różnych technologiach. Wynikać ono będzie też z odmienności norm przemysłowych (np. amerykańskiej ASME i francuskiej RCCM) i łańcuchów dostaw każdego z dostawców technologii. Tylko nieliczne polskie firmy będą w stanie dostosować się do więcej niż jednego typu reaktora, a i to tylko w przypadku znaczących podobieństw technologicznych lub standaryzacyjnych. Z jednej strony duża liczba projektów może wygenerować impuls inwestycyjny i zwiększyć szanse na zamówienia, ale z drugiej inwestorzy i generalnie wykonawcy mogą nie być w stanie pozyskać wielu polskich firm dla każdego z projektów – te będą bowiem obciążone zadaniami przy konkurencyjnych inwestycjach. Oznacza to, że średni udział polskich firm może być mniejszy od zakładanego.

Rywalizacja o podwykonawców może spowodować wzrost cen usług na rynku i przez to ogólny wzrost kosztów wszystkich inwestycji jądrowych. Zaangażowanie zagranicznych firm nie obniży cen z powodu dostosowania się ich do rynku krajowego. Na ten ostatni rezonować mogą też wyższe ceny usług na Zachodzie. Z kolei firmy z Europy Środkowo-Wschodniej będą częściowo zaangażowane w inwestycje realizowane równocześnie w swoich krajach.

Dostępność kadr

Wdrożenie energetyki jądrowej zależy od dostępu do odpowiedniej liczby specjalistów. Polski rynek kadr dla przemysłu jądrowego jest słabo rozwinięty ze względu na brak działających reaktorów. Brakuje specjalistów z kompetencjami i doświadczeniem w przygotowaniu i realizacji takich inwestycji, a ci, którzy są, są rozproszeni po przedsiębiorstwach, takich jak:

- » firmy realizujące zamówienia jądrowe za granicą,
- » zagraniczne i krajowe biura projektowe,
- » spółki celowe,
- » podwykonawcy w zakresie badań lokalizacyjnych,
- » przedsiębiorstwa budowlano-instalacyjne i produkcyjne,
- » branża energetyki węglowej i gazowej,
- » sektor publiczny.

Ten ostatni obejmuje instytucje kontrolno-inspekcyjne, nadzorcze, instytuty naukowo-badawcze pełniące rolę OWT (Organizacji Wsparcia Technicznego – ang. technical support *organisations*) oraz uczelnie wyższe kształcące i doszkalające specjalistów oraz świadczące usługi dla pozostałych podmiotów. Niewielka liczba wysokiej klasy polskich specjalistów jest dostępna za granicą. Spółki celowe (inwestorzy) korzystają w pewnym zakresie z usług doradztwa firm zagranicznych, jednak ich jakość jest różna.

Pod koniec 2022 r. wybrane polskie uczelnie techniczne rozpoczęły proces reaktywacji lub tworzenia kierunków studiów związanych ściśle z energetyką jądrową. Studia podyplomowe oferuje kilka politechnik i warszawska SGH. Oprócz tego we współpracy ze spółkami celowymi (PEJ, OSGE) uczelnie zdecydowały o zintensyfikowaniu kształcenia i powołaniu pełnych kierunków inżynierskich. Odbudowywane jest także kształcenie zawodowe (różne specjalności techników). Zgodnie z Programem Polskiej Energetyki Jądrowej, MKiŚ przygotowuje Plan Rozwoju Zasobów Ludzkich na Potrzeby Energetyki Jądrowej, który ma pomóc skoordynować wysiłki w tym zakresie.

W najbliższych latach rynek specjalistów jądrowych będzie poddawany coraz większej presji. Duża liczba krajowych projektów jądrowych spowoduje silną rywalizację inwestorów o pracowników, zwłaszcza tych z dobrymi referencjami w branży i doświadczeniem. Może to znacznie utrudnić i spowolnić realizację tych inwestycji, których inwestorzy nie będą w stanie zaangażować odpowiedniej liczby kompetentnych specjalistów. Ponadto dużym problemem może okazać się sektor publiczny, w tym instytucje regulacyjno-inspekcyjne (PAA, UDT, GDOŚ) i koordynujące (MKiŚ), które odczują odpływ kadr jako pierwsze i w największym stopniu. W skrajnym przypadku może to sparaliżować ich prace (szczególnie PAA) i utrudnić realizację wszystkich projektów jądrowych, albo doprowadzi do obrania drogi na skróty. Ponieważ prawo nakłada obowiązki w zakresie terminowego wydawania decyzji (pozwolenia, zezwolenia), urzędy mogą znaleźć się w sytuacji, kiedy wnioski inwestorów będą rozpatrywane jedynie pobieżnie, bez głębszej analizy, a decyzje będą w praktyce tylko formalnością, bez merytorycznej weryfikacji przedłożonych dokumentów.

Drenaż kadr grozi też instytutom badawczym, które mają pełnić rolę OWT. PAA będzie musiała w większym stopniu polegać na zamawianiu kosztownych usług eksperckich za granicą. Utrata specjalistów może również oznaczać przejściowe trudności w eksploataowaniu urządzeń badawczych, takich jak reaktor Maria w Narodowym Centrum Badań Jądrowych (NCBJ), co spowolni nie tylko badania naukowe, ale przede wszystkim może zagrozić produkcji radiofarmaceutyków w Polsce, aż wreszcie pogorszy sytuację finansową samego NCBJ. Utrudni to również szkolenie kadr dla energetyki jądrowej, ponieważ instytuty współpracują w tym zakresie z uczelniami wyższymi i szkołami zawodowymi. Uczelnie wyższe również mogą utracić część kadry naukowo-dydaktycznej, co pogłębi problem z kształceniem dla całego sektora.

Zapobieżenie trwałej utracie kadr i faktycznych kompetencji w sektorze publicznym wymaga istotnej zmiany polityki kadrowej, zarówno dla stanowisk specjalistycznych, jak i kierowniczych niższego i średniego szczebla. Musi być to powiązane ze wzrostem wynagrodzeń do ich poziomu w sektorze przedsiębiorstw i poszerzeniem benefitów pozapłacowych. Uzupelnienie deficytu zatrudnienia w sektorze publicznym będzie trudne, kosztowne i czasochłonne. Wprawdzie wyszkolenie specjalistów w zakresie podstawowym trwa kilka lat, lecz nie zapewni im doświadczenia kadr, które odeszły. Sektor publiczny będzie musiał wydawać znaczne środki nie tylko na kształcenie pracowników, ale także na przeciwdziałanie nadmiernej rotacji kadr, która miała miejsce w czasie ostatniej dekady w kilku podmiotach w polskim sektorze jądrowym. W jej ramach wydano znaczne fundusze na wykształcenie fachowców, którzy opuścili dotychczasowego pracodawcę lub nawet całą branżę. W tym zakresie potężnym wyzwaniem będzie też brak dużej ilości czasu na szkolenia.

Podsumowując, kumulacja wielu projektów jądrowych w krótkim czasie i niewielki rynek specjalistów w tym zakresie w Polsce mogą stać się istotnym problemem dla wszystkich instytucji państwowych i znacznej części podmiotów prywatnych. To szczególnie istotne w kontekście nasilającej się aktywności inwestorów jądrowych na polskim rynku pracy.

Potrzeby i możliwości finansowe

Elektrownie jądrowe są inwestycjami kapitałochłonnymi, o długim okresie realizacji i zwrotu⁴³. W efekcie w zdecydowanej większości są realizowane przy mniejszym lub większym zaangażowaniu państwa.

Możliwości sfinansowania polskich projektów jądrowych będą determinowane przez następujące czynniki:

- » liczba projektów jądrowych i ich zapotrzebowanie na kapitał,
- » sposób finansowania projektów,
- » oczekiwania krajowych i zagranicznych instytucji finansowych w zakresie gwarancji Skarbu Państwa,
- » ograniczenia w zakresie udzielania gwarancji Skarbu Państwa,
- » przyjęte modele biznesowe, w tym sposoby zapewnienia przychodów i obsługi długu,
- » polityka UE i decyzje KE w zakresie pomocy publicznej i rynku energii.

Poniższa tabela przedstawia plany różnych polskich inwestorów w zakresie elektrowni jądrowych.

NIEKTÓRE DEKLAROWANE INWESTYCJE JĄDROWE W POLSCE*

Inwestor	Typ reaktorów	Łączna moc brutto (MW)	Okres budowy
PEJ	AP1000	3 750	2026 - 2037
PGE+ZE PAK+KHNP	APR-1400	5 600**	2030 (?) -2039 (?)
EDF (?)	EPR	3 440	2026-2034 (?)
OSGE	BWRX-300	23 700	2029-2036
KGHM	NuScale VOYGR	462	-2030<
RESPECT ENERGY	Nuward	340 (?)	-2030<
ŚGP INDUSTRIA	Rolls-Royce	7990	-2030<

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.

* DANE BAZUJĄCE NA NIEWIĄŻĄCYCH DEKLARACJACH INWESTORÓW, ** ZAŁOŻONO BUDOWĘ 4 BLOKÓW W PAŃNOWIE

Można w dużym przybliżeniu szacować, że nakłady inwestycyjne dla poszczególnych projektów przybiorą następujący rząd wielkości (bez uwzględnienia kosztów finansowania);

- » AP1000 (PEJ) – 90 mld zł⁴⁴
- » APR-1400 (PGE+ZEPAK+KHNP) – 122 mld zł⁴⁵
- » EPR (EDF) – 80 mld zł⁴⁶
- » BWRX-300 (OSGE) – 405 mld zł⁴⁷
- » NuScale VOYGR (KGHM) – 40 mld zł⁴⁸
- » Nuward (Respect Energy) – ⁴⁹b.d., przyjęto jak dla BWRX-300 (około 6 mld zł)
- » Rolls-Royce – 210 mld zł

Łączne nakłady na realizację tych projektów mogą przekroczyć 900 mld zł. Przy założeniu, że koszty finansowania zwiększą je o około 20 proc., łączna kwota w latach 2026–2039 wynieść może ponad 1 bln zł.

Natomiast typowa struktura finansowania projektów jądrowych to 20–30 proc. kapitału własnego i odpowiednio 70–80 proc. długu. W niniejszym raporcie przyjęliśmy, że dług będzie stanowił średnio 70 proc. dla wszystkich projektów. Dostępnych jest wiele potencjalnych źródeł finansowania, poniżej omawiamy najważniejsze z nich:

1 Grupa Kapitałowa Polskiego Funduszu Rozwoju

Misją PFR, jako polskiej instytucji finansowej, jest realizacja programów zwiększających długoterminowy potencjał inwestycyjny i gospodarczy oraz wspierających wyrównywanie szans i ochronę środowiska. Jednym z zadań realizowanych przez PFR jest wspieranie inwestycji infrastrukturalnych (także typu *greenfield*) poprzez ich dofinansowanie (instrumenty właścicielskie i wierzycielskie). Przykładem jest wsparcie budowy bloku energetycznego na węgiel kamienny o mocy 910 MW w elektrowni w Jaworznie. Dofinansowanie (nabycie udziałów w spółce celowej) w 2017 r. wyniosło 880 mln zł (PFR wyszedł z inwestycji w 2021 r.). Przy założeniu, że elektrownia jądrowa zostanie dofinansowana proporcjonalnie do mocy znamionowej, to jeden blok w technologii Westinghouse'a mógłby liczyć na udział właścicielski na poziomie przekraczającym 1,16 mld zł. Biorąc zaś pod uwagę, że energetyka jądrowa sprzyja ograniczeniu emisji CO₂ przez cały system elektroenergetyczny (generując w przyszłości oszczędności w wydatkach na uprawnienia do emisji), można szacować, że poziom dofinansowania mógłby zostać zwiększony co najmniej dwukrotnie, do potencjalnie ponad 2,3 mld zł.

We wrześniu 2022 r. PFR objął obligacje o wartości 120 mln zł wyemitowane przez spółkę R.Power (producent energii i deweloper farm PV). W tym samym okresie Gaz-System otrzymał finansowanie o wartości 1 mld zł (pożyczka podporządkowana) na sfinansowanie inwestycji o kluczowym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego (dywersyfikacja źródeł dostaw gazu). Rozwój energetyki jądrowej także służy wzmocnieniu bezpieczeństwa energetycznego, więc PFR jest podmiotem, który potencjalnie może finansować projekty jądrowe.

PFR wspiera także projekty fotowoltaiczne i wiatrowe, np. projekt Kleczew Solar&Wind o mocy 200 MW. W styczniu 2023 r. PFR Fundusz Inwestycyjny FIZAN udzielił na tę inwestycję pożyczki podporządkowanej o wartości do 90 mln zł. Stosując proporcjonalne podejście, wsparcie budowy jednego bloku można szacować na 540 mln zł, a biorąc, a biorąc pod uwagę, że współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w energetyce jądrowej jest co najmniej trzykrotnie wyższy, to kwota możliwego wsparcia rośnie do ponad 1,6 mld zł.

W 2021 r. (ostatnie dostępne dane) GK PFR zainwestowała około 28 mld zł w ponad 30 projektów, w tym infrastrukturalnych i energetycznych. Powstał specjalnie wydzielony fundusz (PFR Green Hub) do finansowania transformacji energetycznej poprzez wspieranie zielonych inwestycji. Dotąd jednak do tych ostatnich nie została zaliczona energetyka jądrowa, choć spełnia ona niektóre kryteria (np. energetyki niskoemisyjnej). PFR Green Hub w 2021 r. dysponował funduszem inwestycyjnym o wartości 200 mln zł, a przewidziany udział w projektach to zarówno udzielanie pożyczek podporządkowanych, jak i udział w kapitale spółki. W tymże roku PFR i BOŚ podpisały porozumienie w sprawie finansowania ekologicznych inwestycji w energetykę ciepłą.

2 Mobilizacja wolnych środków na rachunkach

Zgodnie ze statystykami NBP za 2021 r. (najnowsze dostępne dane) na rachunkach:

- » przedsiębiorstw niefinansowych zgromadzono gotówkę i depozyty o wartości **458 mld zł**,
- » funduszy inwestycyjnych niebędących funduszami rynku pieniężnego – **17 mld zł**,
- » instytucji ubezpieczeniowych i funduszy emerytalno-rentowych – **11 mld zł**,
- » pozostałych instytucji pośrednictwa finansowego – **38 mld zł**,
- » instytucji rządowych i samorządowych – **337 mld zł**,
- » gospodarstw domowych – **1 407 mld zł**.

Razem
2 268 mld zł

Ewentualne zachęcenie przez instytucje państwowe i prywatne do zainwestowania tylko 1 proc. tych środków w instrumenty finansowe (właścicielskie lub wierzycielskie) emitowane przez podmiot budujący elektrownię jądrową pozwoliłoby na zmobilizowanie prawie 23 mld zł. Dobrowolność inwestowania w projekt infrastrukturalny o tak ogromnym znaczeniu dla gospodarki z pewnością przyczyniłaby się także do budowania i utrwalania społecznego poparcia dla energetyki jądrowej w Polsce. Podobnie w przypadku funduszy inwestycyjnych i emerytalnych (także zagranicznych) – w szczególności tych z długą perspektywą inwestycyjną – może to być atrakcyjna propozycja, choć prawdopodobnie takie podmioty byłyby skłonne do inwestowania dopiero na późniejszym etapie realizacji budowy bloku jądrowego.

Wielokrotne deklaracje władz NBP wskazują, że instytucja ta jest gotowa wesprzeć finansowo budowę elektrowni jądrowych w Polsce. Wciąż jednak ani możliwości banku centralnego w tym zakresie, ani ewentualny sposób finansowania nie zostały przedstawione.

3 Inne źródła finansowania

Mogą nimi być:

- » IBNI (International Bank for Nuclear Infrastructure) – powstający z inicjatywy rządów oraz instytucji finansowych i konsultingowych, międzynarodowy bank inwestycyjny, którego celem będzie finansowanie inwestycji przemysłu jądrowego,
- » agencje kredytów eksportowych z kraju dostawcy technologii a nawet rząd lub wskazane instytucje,
- » banki polskie i zagraniczne, np. PKO BP, BOŚ,
- » NFOŚiGW, dysponujący krajowymi i europejskimi funduszami środowiskowymi.

Wyzwania związane z gwarancjami Skarbu Państwa

Instytucje finansowe z reguły wymagają gwarancji Skarbu Państwa (SP) na cały zakres finansowania, jakiego udzielają (polskie przepisy pozwalają na udzielenie gwarancji do 100 proc. dla inwestycji o szczególnym znaczeniu dla gospodarki narodowej). Oznaczałoby to, że konieczne do udzielenia gwarancji SP mogą opiewać na kwotę około 801 mld zł (70 proc. z kwoty 1144 mld zł). Dla porównania w 2022 r. wszystkie niewymagalne zobowiązania z tytułu gwarancji i poręczeń SP wynosiły 470 mld zł, a w 2026 r. mają wynieść 811,8 mld zł⁵⁰.

Inwestor starający się o gwarancje SP musi spełnić wiele warunków, w tym⁵¹:

- » zapłacić opłatę prowizyjną od udzielenia poręczenia lub gwarancji (nie są natomiast pobierane żadne opłaty za samo rozpatrzenie wniosku),
- » ustanowić zabezpieczenie na rzecz skarbu państwa na wypadek roszczeń wynikających z tytułu wykonania obowiązków poręczyciela lub gwaranta,
- » obowiązuje zasada podziału ryzyka pomiędzy gwaranta i kredytodawcę (obligatariusza): poręczenia i gwarancje mogą być udzielane do wysokości 50 proc. zobowiązań (50 proc. kapitału zobowiązania wraz z 50 proc. odsetek i innych kosztów bezpośrednio związanych z tym zobowiązaniem) albo 60 proc. zobowiązań (w przypadku poręczeń i gwarancji udzielanych przez BGK w imieniu i na rachunek SP). Wyjątkowo, w przypadku przedsięwzięcia o szczególnym znaczeniu dla gospodarki narodowej, bezpieczeństwa lub obronności państwa rząd może udzielić poręczenia lub gwarancji do wartości wyższej niż 50 proc. zobowiązań,
- » poręczenia i gwarancje skarbu państwa, jak i państwowych osób prawnych, muszą być udzielane z uwzględnieniem przepisów o pomocy publicznej.

Gwarancje skarbu państwa są pomocą publiczną i muszą uzyskać akceptację KE. Na przykładzie budowy w Czechach nowego bloku jądrowego w elektrowni Dukovany można skonkludować, że Komisja jest wstrzemięźliwa w udzielaniu zgody na instrumenty pomocowe.

Przepisy wprowadzają ograniczenia w udzielaniu gwarancji SP. Ostateczną „barierą” dla nadmiernego (potencjalnego) zadłużania państwa jest Konstytucja RP, która w art. 216 ust. 5 stanowi, że „Nie wolno zaciągać pożyczek lub udzielać gwarancji i poręczeń finansowych, w następstwie których państwowy dług publiczny przekroczy 3/5 wartości rocznego produktu krajowego brutto (...)”⁵². Analogiczny przepis odnoszący się do państwowego długu publicznego znajduje się w ustawie o finansach publicznych (art. 74 oraz art. 86 ust. 1 pkt 3 lit. d). Do tego długu wlicza się także kwoty „niewymagalnych zobowiązań z tytułu poręczeń i gwarancji niezaliczanych do państwowego długu publicznego, a także (...) niewymagalnych zobowiązań z tytułu poręczeń i gwarancji niezaliczanych do długu Skarbu Państwa”. Jednakże pierwsze ograniczenia znajdują się na poziomie relacji państwowego długu publicznego do PKB wynoszącej 43 proc. (tzw. stabilizująca reguła wydatkowa). Jest to próg, po przekroczeniu którego Ministerstwo Finansów (MF) może odmówić udzielenia gwarancji SP inwestorowi lub instytucjom finansowym zaangażowanym w projekt jądrowy z obawy przed koniecznością redukcji wydatków publicznych – szczególnie, że znaczna część z nich ma w Polsce sztywny charakter.

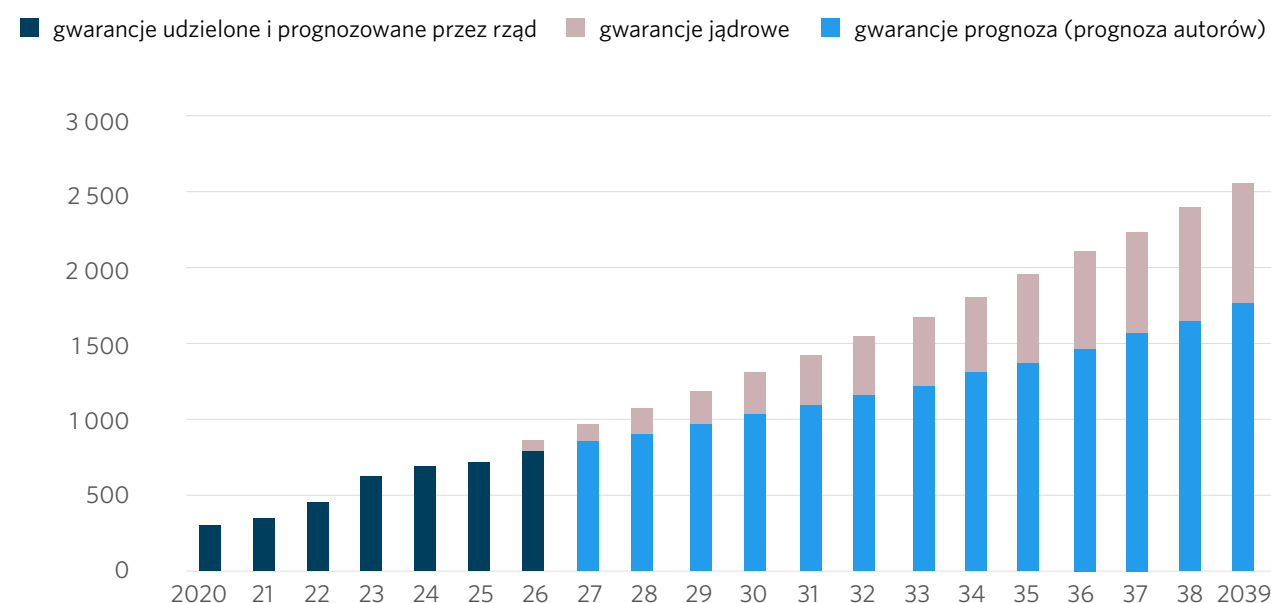
Ograniczeniem jest też dopuszczalna kwota poręczeń i gwarancji udzielanych przez SP zapisywana co roku w ustawie budżetowej. W przypadku ustawy na 2023 r. limit wynosi 200 mld zł⁵³, podobnie jak dla roku poprzedniego.

Wpływ na decyzje rządu o udzieleniu gwarancji będzie miało także szacowanie ryzyka inwestycji, tj. ryzyka przejścia gwarancji ze stanu potencjalnych (niewymagalnych) do stanu wymagalnych. Na ryzyko składa się m.in. stopień dojrzałości danej technologii, doświadczenie wykonawców, wiarygodność inwestora, ryzyko przychodów (rynek energii, model biznesowy) i zasoby kadrowe. Największym ryzykiem obarczone są projekty z technologiami niesprawdzonymi w budowie i eksploatacji (lub sprawdzonymi w oparciu o zbliżone, ale nie identyczne projekty techniczne), nieposiadające wykonawców z doświadczeniem i dobrymi referencjami, ale też projekty o złej historii zarządzania, nieposiadające gwarancji przychodów ze sprzedaży energii oraz mające problem z pozyskaniem kompetentnych kadr.

Potencjalne (niewymagalne) zobowiązania z tytułu poręczeń i gwarancji udzielonych przez jednostki sektora finansów publicznych na koniec I półrocza 2022 r. wynoszą (według danych szacunkowych) 380,8 mld zł wobec 360,5 mld zł na koniec 2021 r. (13,7 proc. PKB) oraz 306,8 mld zł (13,1 proc. PKB) na koniec 2020 r. Dominujący udział w potencjalnych zobowiązaniach miały zobowiązania z tytułu poręczeń i gwarancji udzielonych przez SP. Na koniec I półrocza 2022 r. to było 364,4 mld zł, a na koniec 2021 r. 356,3 mld zł (13,6 proc. PKB) wobec 302,9 mld zł w 2020 r. (12,9 proc. PKB)⁵⁴.

Uwzględnivszy oszacowane wyżej zapotrzebowanie na gwarancje SP w latach 2026–2039 (801 mld zł), przedstawiamy ich zestawienie wraz z projekcją z innymi gwarancjami SP, które już zostały udzielone i być może zostaną udzielone w kolejnych latach.

PROGNOZOWANE GWARANCJE SP WRAZ Z GWARANCJAMI NA INWESTYCJE JĄDROWE (W MLD ZŁ)



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE: STRATEGIA ZARZĄDZANIA DŁUGIEM SEKTORA FINANSÓW PUBLICZNYCH W LATACH 2023–2026, MINISTERSTWO FINANSÓW, WARSZAWA, WRZESIEŃ 2022.

Z powyższego wynika, że gwarancje SP wliczane są do długu publicznego. Jeżeli będą one udzielane na wszystkie projekty jądrowe w kwotach oszacowanych wyżej, to przy niskim wzroście PKB (realne ryzyko wejścia w recesję) wskaźnik długu do PKB będzie szybko rósł. Średnioroczny przyrost gwarancji (CAGR) bez inwestycji jądrowych w latach 2023–2026 ma wynosić 6,17 proc., podczas gdy średnioroczny wzrost PKB w latach 2023–2025 będzie wynosił 1,93 proc.⁵⁵. Zatem przyrost gwarancji bez uwzględnienia inwestycji jądrowych już w najbliższych latach będzie trzykrotnie szybszy niż wzrost PKB rok do roku. Może to doprowadzić do przekroczenia progów ostrożnościowych MF i zablokować udzielanie kolejnych gwarancji, być może jeszcze przed 2030 r. Samo MF wskazuje w swoim dokumencie, że konieczność wykonania poręczeń lub gwarancji udzielanych przez podmioty sektora finansów publicznych jest potencjalnym zagrożeniem dla realizacji Strategii zarządzania długiem sektora finansów publicznych w latach 2023–2026⁵⁶.

Elementem powiązanim z ograniczeniami w zakresie finansowania inwestycji jądrowych i gwarancji SP jest też ryzyko kursowe. Duża część gwarancji (40–60 proc.) będzie prawdopodobnie udzielana w walutach obcych, głównie dolarach i euro. Ryzyko kursowe może mieć wpływ na bieżące szacunki kwot gwarancji. Niektóre banki zagraniczne (głównie europejskie) mogą udzielać kredytów w PLN, ale koszt takiego kredytu może być wyższy niż koszt kredytu w euro.

Modele biznesowe w energetyce jądrowej

W sektorze wykorzystywano dotychczas kilkanaście modeli biznesowych. Poniżej przedstawiamy te trzy, które obecnie są wdrażane lub planowane dla nowych projektów jądrowych UE i Wielkiej Brytanii, a także opracowany w Polsce Model SaHo.

1 Kontrakt różnicowy (Contract for Difference - CfD)

Zastosowany dla Hinkley Point C (Wielka Brytania) i Cernavoda 3&4 (Rumunia). Państwo gwarantuje w nim stałą cenę sprzedaży energii (*strike price*) dla elektrowni. Energia sprzedawana jest na rynku bez gwarancji odbioru i po cenie rynkowej. Jeśli cena ta jest niższa niż zagwarantowana przez rząd, to specjalnie wyznaczony do tego podmiot (zarządca rozliczeń) dopłaca wytwórcy różnicę. Jeśli jest wyższa, wytwórca musi zwrócić nadwyżkę podmiotowi rozliczającemu. Czas trwania gwarancji jest zależny od rodzaju źródła – dla projektu Hinkley Point C przyjęto 35 lat. Dodatkowo państwo może udzielić gwarancji kredytowych i poręczeń. Cena *strike price* może być zmieniona w określonych przypadkach, m.in. gdy na skutek interwencji operatora systemu przesyłowego elektrownia jądrowa (EJ) pracuje z niższą mocą niż uzgodniona w umowie między inwestorem i państwem. W takiej sytuacji cena *strike price* jest odpowiednio podwyższana, aby skompensować straty poniesione przez właściciela EJ na skutek zmniejszonej produkcji energii. Odpowiednik tego modelu w Polsce (dodatkowo z elementem aukcyjnym) zastosowano dla lądowych i morskich farm wiatrowych.

2 Model czeski lub czeski CfD

To nazwy przyjęte dla nowego modelu biznesowego opracowanego w 2020 r. dla projektu Dukovany-5 w Czechach. Jest to mocno zmodyfikowany model CfD, w którym dodano do systemu kontrolowaną przez rząd dedykowaną spółkę obrotu. Ma ona kupować całą energię wyprodukowaną w bloku Dukovany-5, tym samym zapewniając gwarancję odbioru energii. Spółka będzie odsprzedawała tę energię na rynku. Jeżeli w roku budżetowym wygeneruje straty, będzie mogła otrzymać rekompensatę od zarządcy rozliczeń lub dotację z budżetu państwa (to nowość w stosunku do systemu CfD). Dodatkowo państwo ma udzielić niskoprocentowanej pożyczki inwestorowi. Model ten został zgłoszony przez inwestora i rząd Czech do KE, która obecnie bada jego legalność i zgodność z regułami pomocy publicznej oraz zasad konkurencyjności rynku. Zgodnie z zapowiedziami rządu i inwestora powyższe rozwiązania nie będą stosowane dla następnych projektów jądrowych.

3 Model taryfowy (w tym brytyjski RAB)

Zastosowany w USA w niektórych stanach (np. w Georgii i Karolinie Południowej) oraz w UE dla ciepłownictwa, sektora gazowego i wodociągów (lokalne monopole naturalne), a także planowany w Wielkiej Brytanii dla nowych EJ. Polega on na okresowym ustalaniu przez regulatora rynku energii stałej opłaty, jaką odbiorcy energii ponoszą na rzecz inwestora elektrowni w formie np. osobnej pozycji na rachunku za energię. Opłata jest wyliczana przez regulatora na podstawie uzasadnionych kosztów inwestycji wraz z godziwym zyskiem inwestora. Teoretycznie ma on pełny wgląd w koszty oraz może nałożyć na nie ograniczenia (tzn. nie uwzględnić ich w taryfie), nie ma jednak pełnej kontroli nad decyzjami inwestora. W założeniu wszelkie przekroczenia kosztów, których regulator nie uwzględni w aktualizacji taryfy, inwestor musi pokryć z własnych środków. W praktyce jest to trudne do wyegzekwowania, ponieważ już na początku inwestycji inwestor ma zagwarantowaną określoną stopę zwrotu i ryzykuje głównie utraconymi potencjalnymi korzyściami. Cechą charakterystyczną modelu taryfowego jest to, że pobór opłaty rozpoczyna się już na etapie przygotowania inwestycji, albo najpóźniej w chwili rozpoczęcia budowy, a nie dopiero po rozpoczęciu produkcji energii. Teoretycznie pozwala to zmniejszyć ryzyko finansowe i koszty kapitału, co ostatecznie powinno przełożyć się na niższe koszty produkcji energii i obniżenie rachunków dla odbiorców końcowych. W rzeczywistości inwestor finansuje inwestycję darmowym dla niego kapitałem pochodzącym z opłaty taryfowej. Inwestor ma także prawo wycofania się w dowolnym momencie, przez co może zmusić państwo do przejęcia projektu lub jego porzucenia. Do takiej sytuacji doszło na projekcie VC Summer w USA w 2017 r., gdzie wycofanie się głównego inwestora spowodowało całkowite porzucenie w połowie zrealizowanej budowy oraz konieczność poniesienia przez odbiorców energii i podatników tzw. kosztów utopionych w wysokości 9 mld dol. Model taryfowy w brytyjskiej wersji RAB nie był do tej pory stosowany w energetyce.

”

Tania Arora, Baker McKenzie, Londyn

Panuje zgoda co do tego, że choć model kontaktu różnicowego umożliwił rozwój energetyki odnawialnej w Wielkiej Brytanii, to nie jest on odpowiedni dla projektów jądrowych, które wiążą się z wysokimi nakładami inwestycyjnymi oraz długim okresem budowy i eksploatacji. Rozwiązaniem, które ma ułatwić inwestycje jądrowe jest wprowadzony w 2022 r. do ustawy o finansowaniu energii jądrowej model Regulated Asset Base (RAB, pol. Wartość Regulacyjna Aktywów), z powodzeniem wykorzystywany przy finansowaniu wielkoskalowych inwestycji infrastrukturalnych, m.in. Terminalu 5 na lotnisku Heathrow. Model RAB miałby obniżyć koszty finansowania elektrowni jądrowych na wczesnych etapach rozwoju projektów poprzez zapewnienie współfinansowania projektu przez odbiorców energii elektrycznej, którzy uiszczaliby dodatkową opłatę za pośrednictwem dostawców energii, a także dzięki pakietowi wsparcia rządowego. Powszechnie oczekuje się, że model RAB zostanie wykorzystany przy projekcie budowy elektrowni Sizewell C.

4 Model SaHo

Nowy polski model opracowany pod kątem energetyki jądrowej, ale możliwy do zastosowania także w innych projektach infrastrukturalnych. Jest to model paraspółdzielczy, w którym państwo lub jego ekwiwalent (np. w postaci dużego przedsiębiorstwa prywatnego posiadającego dostęp do taniego kapitału i będącego w stanie wziąć na siebie większość ryzyka inwestycyjnego), zwany *inwestorem pierwotnym*, buduje elektrownię, a następnie sprzedaje ją odbiorcom energii (zwanymi *inwestorami końcowymi*), którzy od tego momentu mają prawo i obowiązek odbioru mocy i energii w ilości proporcjonalnej do posiadanych tytułów własności (akcji lub udziałów). Na etapie eksploatacji elektrownia działa podobnie do fińskiego modelu Mankala i amerykańskiej spółdzielni energetycznej. Sprzedaż akcji/udziałów może następować stopniowo w trakcie budowy lub pod koniec, tuż przed podłączeniem elektrowni do sieci. Inwestorzy końcowi mogą nabywać akcje indywidualnie (w przypadku dużych odbiorców) lub poprzez agregatorów np. spółdzielnie energetyczne zrzeszające gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa. Co do zasady, w Modelu SaHo każdy odbiorca końcowy może być bezpośrednio lub pośrednio współwłaścicielem EJ. Akcje/udziały mogą podlegać relatywnie swobodnemu obrotowi pod nadzorem państwa, tzn. inwestor końcowy ma możliwość ich sprzedaży innemu odbiorcy energii. Państwo po sprzedaży akcji/udziałów jednego bloku jądrowego może wykorzystane środki przeznaczyć na budowę kolejnego bloku i w ten sposób znacząco zmniejszyć koszt programu jądrowego – mechanizm ten został nazwany po polsku recyklingiem pieniądza (ang. re-use of funds). Model SaHo jest niemal w całości oparty na mechanizmach wykorzystywanych w podobnych modelach w Finlandii (Mankala), USA (Electric Membership Corporations), Holandii i Niemczech (energetyka komunalna), a także w Polsce (energetyka przemysłowa, spółka TAMEH). Obecnie posiada on wiele wersji, z których część jest dostosowana do wymagań konkretnych projektów inwestycyjnych realizowanych w Polsce.

UWARUNKOWANIA PRAWNE

Zespół Kancelarii Baker McKenzie

Podstawowym źródłem przepisów regulujących funkcjonowanie oraz licencjonowanie elektrowni jądrowych jest ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe, która zastąpiła przepisy z 1986 r. Jej uchwalenie wynikało z konieczności dostosowania polskiego prawodawstwa do zmieniającego się otoczenia regulacyjnego, związanego z przystąpieniem Polski do organizacji międzynarodowych. Choć obecne Prawo atomowe, np. w strukturze redakcyjnej, bazuje na swojej poprzedniczce, to liczba koniecznych zmian przemawiała za uchwaleniem nowej ustawy.

Złożoność procesu inwestycyjnego związanego z budową elektrowni jądrowej skłoniła ustawodawcę do uchwalenia także **ustawy z 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących** (Specustawa). Uzasadniono to wówczas tym, że „budowa elektrowni jądrowych w obecnym stanie prawnym byłaby przedsięwzięciem niezwykle trudnym, jeżeli w ogóle możliwym do wykonania”. Podstawowym celem Specustawy było zatem określenie zasad i warunków przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie budowy obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących.

Oba akty prawne uległy zmianie za sprawą obowiązującej od 13 kwietnia 2023 r. nowelizacji Specustawy („nowelizacja”). Zgodnie z uzasadnieniem jej podstawowym celem jest „wprowadzenie szeregu zmian usprawniających proces przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie budowy elektrowni jądrowej” w harmonogramie zakładanym przez rząd Mateusza Morawieckiego.

99

Weronika Achramowicz, Baker McKenzie, Warszawa

Realizacja każdej inwestycji bezpośredniej typu greenfield, a tym bardziej elektrowni jądrowej, jest złożonym, skomplikowanym procesem, wymagającym sprawnej koordynacji różnych ekspertyz i obszarów działań. Z prawnej perspektywy, oprócz zezwoleń stricte budowlanych czy środowiskowych, związanych z lokalizacją i budową elektrowni, w zależności od tego kto jest podmiotem dostarczającym technologię, kto nią operuje, powstaną różne obowiązki regulacyjne na gruncie ustawy o obrocie technologiami o znaczeniu strategicznym dla bezpieczeństwa państwa. Osobnym uniwersum w tego rodzaju inwestycjach są umowy handlowe i związane z nimi analizy i negocjacje podatkowe, finansowe czy związane z poszczególnymi zapisami prawnymi. Greenfield to nowy punkt na mapie łańcucha dostaw dla inwestora, operatora i poszczególnych dostawców. Zapewnienie kluczowych kontrahentów na odpowiednio wczesnym etapie projektu jest niezbędne dla efektywnego uruchomienia inwestycji w planowanym terminie. Podobnie na bardzo wczesnym etapie warto zagwarantować finansowanie przedsięwzięcia (tu w sukurs przychodzi UE i kompromis klasyfikujący energię atomową jako środowiskowo zrównoważoną) i odpowiednie zasoby wykwalifikowanych pracowników.

Regulacyjny cykl życia elektrowni jądrowej

Budowa i eksploatacja elektrowni jądrowej wiąże się z wieloma obowiązkami o charakterze publicznoprawnym. Wynikają one głównie z Prawa atomowego oraz Specustawy. Ich liczba jest wprost proporcjonalna do stopnia skomplikowania inwestycji i skali zagrożeń, jakie teoretycznie ona generuje. W uproszczeniu, Specustawa określa kluczowe pozwolenia oraz decyzje wymagane w celu realizacji projektu atomowego oraz sposób i terminy ich uzyskiwania. Wśród najistotniejszych aktów administracyjnych wydawanych na bazie tej ustawy wyróżnia się:

- » decyzję zasadniczą, czyli kluczową decyzję administracyjną warunkującą realizację projektu wydawaną przez ministra właściwego ds. energii, która stanowi „wyraz akceptacji politycznej państwa dla budowy elektrowni jądrowej przez konkretnego inwestora, w konkretnej lokalizacji i z zastosowaniem konkretnej technologii”⁵⁷,
- » decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej („decyzja lokalizacyjna”).

Elektrownia jądrowa, tak jak inne inwestycje tej i podobnej tej skali, wymaga również uzyskania:

- » decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (potocznie „decyzja środowiskowa”),
- » pozwolenia na budowę,
- » pozwolenia na użytkowanie,
- » pozwolenia na rozbiórkę.

Zarówno decyzja środowiskowa, jak i wymienione pozwolenia wydawane są na bazie właściwych im przepisów⁵⁸, z zastrzeżeniem regulacji szczególnych zawartych w Prawie atomowym i Specustawie.

Poza powyższym realizacja inwestycji w źródła jądrowe regulowana jest procedurami uzyskiwania opinii i zezwoleń w zakresie wynikającym z Prawa atomowego. Ustawa ta skupia się na kwestiach:

- » bezpieczeństwa jądrowego,
- » ochrony radiologicznej,
- » ochrony fizycznej lub zabezpieczeń materiałów jądrowych,
- » pozostałych obszarach funkcjonowania elektrowni jądrowej, wymagających szczególnego nadzoru ze strony właściwych organów, np. Prezesa PAA.

Przed wszystkim należy uzyskać stosowne zezwolenia na wykonywanie działalności związanej z narażeniem, czyli m.in. zezwolenia na budowę, rozruch, eksploatację lub likwidację obiektów jądrowych (wydaje je Prezes PAA). Przykładowo, do budowy obiektu jądrowego nie wystarczy uzyskanie od organu administracji rządowej regularnego pozwolenia na budowę, ale konieczne będzie również uzyskanie od Prezesa PAA specjalnego zezwolenia na budowę.

Prawo atomowe zakłada, że w proces uzyskiwania pozwoleń zaangażowane są również organy zagraniczne. Przykładowo, przed wystąpieniem z wnioskiem o wydanie zezwolenia na rozruch obiektu jądrowego wnioskodawca będzie musiał uzyskać stosowną opinię KE.

W kwestii samego wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni jądrowej właściwa będzie ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Prawo atomowe nie zawiera w tym względzie odrębnej regulacji). Na jej podstawie inwestor będzie starał się uzyskać m.in. przyłączenie do sieci oraz koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

Nowelizacja Specustawy istotnie zmieniła proces licencjonowania elektrowni jądrowej. Kluczowe w tym zakresie było umiejscowienie decyzji zasadniczej na wcześniejszym niż dotychczas etapie procesu inwestycyjno-budowlanego, a więc przed uzyskaniem decyzji lokalizacyjnej. Ma to ograniczyć ryzyko inwestycyjne związane z przejściem przez procedurę lokalizacyjną (wiąże się z nią m.in. przeprowadzenie złożonych badań środowiskowych) bez wstępnej „aprobaty” państwa na realizację określonej inwestycji w danym miejscu, wyrażanej właśnie w decyzji zasadniczej. Oprócz zmiany sekwencji uzyskiwania tych decyzji administracyjnych w nowelizacji przewidziano rozwiązania, które powinny skrócić proces realizacji inwestycji. Chodzi m.in. o prawo przedłożenia decyzji środowiskowej w toku trwania postępowania o wydanie decyzji lokalizacyjnej (zamiast przed złożeniem wniosku o decyzję lokalizacyjną) czy możliwość tymczasowej eksploatacji elektrowni jądrowej po uzyskaniu zezwolenia na rozruch, a przed uzyskaniem zezwolenia na eksploatację. Zmiany te należy ocenić pozytywnie z punktu widzenia tempa procesu inwestycyjnego.

„KAMIEŃ MIŁOWE” W REGULACYJNYM CYKLU ŻYCIA ELEKTROWNI JĄDROWEJ



* PRZED PRYZYSTĄPIENIEM DO EKSPLOATACJI OBIEKTU NALEŻY ZABEZPIECZYĆ WŁAŚCIWE ZEZWOLENIE NA WYKONYWANIE DZIAŁALNOŚCI ZWIĄZANEJ Z NARAŻENIEM ORAZ UZYSKAĆ PRZYŁĄCZENIE DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ I KONCESJĘ NA WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W OPARCIU O PRZEPISY PRAWA ENERGETYCZNEGO
 ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE PRZEZ KANCELARIĘ BAKER MCKENZIE.

Wpływ regulacji na tempo i kierunek rozwoju energetyki jądrowej

1 Wybór lokalizacji a zabezpieczenie interesu osób trzecich

Budowa elektrowni jądrowych wymaga uregulowania sposobu zabezpieczenia tytułów prawnych do nieruchomości, na których ma ona być realizowana – podobnie jak w przypadku innych dużych projektów energetycznych i infrastrukturalnych celu publicznego (np. budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego, CPK). Kluczowe jest, aby ten proces został przeprowadzony w sposób możliwie sprawiedliwy (ograniczając przy tym nadmiernie negatywną ingerencję w prawa osób trzecich) ale też sprawny, szczególnie w obliczu deficytu mocy zainstalowanych w przyszłości, zależności Polski od importu węglowodorów i konieczności kontynuowania transformacji energetycznej.

Specustawa ustanowiła ramy prawne uzyskiwania pozwoleń dla elektrowni jądrowej. W tym decyzji o ustaleniu lokalizacji obiektu energetyki jądrowej – ta ostatnia będzie podstawą działań inwestora i Skarbu Państwa wobec osób trzecich, w tym przeprowadzenia ewentualnych wywłaszczeń.



We wniosku o wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji obiektu energetyki jądrowej inwestor będzie przedstawiał wykaz nieruchomości w trzech grupach. Grupa pierwsza obejmie działki, na których zlokalizowana będzie elektrownia, druga – działki objęte jedynie jej oddziaływaniem, a grupa trzecia – działki, na których konieczne będzie umieszczenie infrastruktury towarzyszącej elektrowni, np. służącej do wyprowadzenia mocy. Po złożeniu przez inwestora wniosku, wojewoda (jako organ odpowiedzialny za wydanie decyzji lokalizacyjnej) zawiadomi o tym wszystkie strony postępowania, w tym właścicieli i użytkowników wieczystych nieruchomości nim objętych. W momencie doręczenia zawiadomienia dla tych nieruchomości zaprzestaje się wydawania pozwoleń na budowę, a jeśli są własnością Skarbu Państwa, nie mogą być również przedmiotem czynności rozporządzających. Wszelkie inne postępowania lokalizacyjne, jak choćby w sprawie wydania warunków zabudowy, zostaną natomiast zawieszane.

Procedura ta nie niesie ze sobą jednak „efektu zaskoczenia” – zainteresowane strony powinny dowiedzieć się o planowanym przedsięwzięciu najpóźniej przy wydawaniu decyzji środowiskowej, której otrzymanie poprzedza wnioski o wydanie decyzji lokalizacyjnej i stanowić może zapowiedź przyszłych wywłaszczeń. Co istotne, od wejścia w życie nowelizacji Specustawy, wydanie decyzji lokalizacyjnej poprzedzone musi być także uzyskaniem decyzji zasadniczej, będącej dokumentem bardziej natury politycznej niż administracyjno-technicznej, o czym wspomniano już wyżej.

Inwestor nie może swobodnie wybierać lokalizacji elektrowni jądrowej. Zgodnie z nowelizacją we wniosku o wydanie decyzji zasadniczej inwestor ma wskazać jedynie gminy, na terenie których planuje postawić obiekt. Spośród nich „dopuszczalne” gminy wskaże dopiero minister właściwy ds. energii (obecnie minister klimatu i środowiska). Następnie inwestor złoży wniosek do Prezesa PAA o wydanie wstępnej oceny terenu. Biorąc pod uwagę specyfikę i znaczenie tych decyzji, proces ustalania lokalizacji elektrowni jądrowej ma głównie polityczno-administracyjny charakter, także ze względu na znaczenie i charakterystykę takiej inwestycji (w tym zakres jej potencjalnych oddziaływań czy obszar realizacji) oraz stosowaną przy jej realizacji instytucję wywłaszczenia.

W procesie inwestorskim kluczowe jest poinformowanie z odpowiednim wyprzedzeniem osób objętych przyszłym wywłaszczeniem, tak by zapewnić im możliwość zabezpieczenia się na taką okoliczność lub zastosowania odpowiednich środków odwoławczych. Ewentualna utrata własności powinna natomiast zostać uczciwie zrekomensowana. Przepisy gwarantują spełnienie pierwszego warunku – właściciele i użytkownicy wieczystości nieruchomości położonych w obrębie planowanej elektrowni jądrowej będą stronami postępowania o wydanie zarówno decyzji środowiskowej, jak i decyzji lokalizacyjnej. Na tej podstawie będą mogli spodziewać się ryzyka wywłaszczenia w przyszłości, gdyż status ten daje nie tylko stały dostęp do informacji o postępowaniu, ale też narzędzia zaskarżenia. W przeciwieństwie do większości innych decyzji wydawanych w toku rozwoju projektu elektrowni jądrowej decyzja lokalizacyjna nie będzie również objęta rygorem natychmiastowej wykonalności.

Zastrzeżenia mogą budzić przepisy w zakresie zapewnienia właścicielom uczciwego odszkodowania, szczególnie w odniesieniu do jego ekwiwalentności. Wysokość odszkodowania jest ustalana przez wojewodę w ciągu dwóch miesięcy od momentu, w którym decyzja lokalizacyjna stała się ostateczna. Zgodnie z przepisami nie może ono przekroczyć wartości nieruchomości i pozbawionych praw rzeczowych. Tę zaś ustala się na podstawie operatu szacunkowego sporządzonego na dzień ostateczności decyzji lokalizacyjnej. Mimo że decyzja jest niezaskarżalna w trybie administracyjnym, w przypadku niezadowolenia z wysokości odszkodowania przysługuje powództwo do sądu powszechnego. Jej wniesienie nie wstrzymuje wykonania decyzji, ale tryb ten daje szerszą ochronę osobom wywłaszczonym, ponieważ sąd może zbadać nie tylko formalną poprawność decyzji wywłaszczeniowej, lecz także poprawność wyceny nieruchomości” to „ponieważ sąd powszechny będzie mógł zbadać poprawność wyceny nieruchomości. Sprawiedliwym wydawałoby się dodanie pewnego rodzaju premii dla osób wywłaszczanych, przynajmniej w przypadku konieczności przymusowej relokacji. Specustawa ani jej nowelizacja nie zmieniły jednak rozwiązań w tym zakresie.



Warto odnotować, że zmiany w takim modelu ustalania odszkodowań były pod koniec 2022 r. zapowiadane w odniesieniu do wywłaszczeń pod CPK, będących przedmiotem wielu kontrowersji. Jako formę bardziej uczciwej kompensaty zapowiadano, że wysokość odszkodowania wyliczona na podstawie wartości nieruchomości będzie odpowiednio powiększana o 20-40 proc. Dodatkowo przewidywano ustalenie minimalnej kwoty, która miałaby wystarczać na zakup nowego miejsca zamieszkania. Takich zmian jednak nadal nie wprowadzono i ustawa o CPK w aktualnym brzmieniu, podobnie jak Specustawa, ogranicza wysokość odszkodowania za wywłaszczenie do poziomu wartości nieruchomości.

2 Przeciwdziałanie przewlekłości procesu inwestycyjnego

Podstawowym źródłem przepisów dotyczących budowy, funkcjonowania czy licencjonowania elektrowni jądrowych jest Prawo atomowe, uzupełniane przez Specustawę. Ta ostatnia miała wdrożyć odpowiednie mechanizmy gwarantujące sprawne przeprowadzenie procesu inwestycyjnego.

Spośród licznych pozwoleń oraz decyzji administracyjnych wymaganych na etapie planowania, budowy oraz eksploatacji elektrowni jądrowej kluczowe znaczenie mają:

- » decyzja środowiskowa,
- » decyzja lokalizacyjna,
- » decyzja zasadnicza,
- » pozwolenie na budowę.

W ramach pierwszego z mechanizmów „usprawniających” Specustawa określa terminy wyda-

nia poszczególnych decyzji związanych z realizacją elektrowni jądrowej, a więc m.in. decyzji lokalizacyjnej czy pozwolenia na budowę. W przypadku dwóch pierwszych decyzji jest to 30 dni od dnia wszczęcia postępowania, a w przypadku decyzji środowiskowej – 45 dni. Za niedotrzymanie terminów organom grozi kara w wysokości 500 zł za każdy dzień zwłoki. Choć nowelizacja⁵⁹ przewiduje jej wzrost do 1 tys. zł, można zakładać, że wciąż taka sankcja nie będzie skutecznie dyscyplinować organu pozostającego w zwłocę – tym bardziej, że kara ta i tak stanowi dochód budżetu państwa. Dla kontrastu: kary nakładane na państwa członkowskie przez instytucje Unii mogą sięgać milionów euro np. za każdy dzień niespełnienia orzeczenia Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE).

Ustawodawca określił też szczególny reżim w procesie odwoławczym od decyzji wymienionych w Specustawie (z pewnymi wyjątkami w przypadku decyzji środowiskowej). Wprowadził w tym zakresie różnice w stosunku do rozwiązań zawartych w Kodeksie postępowania administracyjnego (KPA). Przykładowo, z 14 do 7 dni od dnia doręczenia skrócono termin na wniesienie odwołań od decyzji wydanych na podstawie Specustawy, a z miesiąca do 14 dni czas na rozpatrzenie przez organ takich odwołań. Ponadto Specustawa precyzyjnie określa obowiązkowe elementy odwołania – jest to wskazanie zarzutów, określenie istoty i zakresu żądania będącego przedmiotem odwołania oraz przytoczenie dowodów uzasadniających żądanie. Stanowi to istotną różnicę względem KPA, które poprzestaje na wskazaniu, iż odwołanie nie musi zawierać szczegółowego uzasadnienia i wystarczy, aby wynikało z niego, że strona nie jest zadowolona z otrzymanej decyzji. Zabieg ten powinien zapewnić, że ewentualne odwołania będą przemyślane oraz skonkretyzowane. To zaś może zmniejszyć ryzyko celowego paraliżowania postępowania przez strony sprzeciwiające się realizacji inwestycji, np. poprzez podejmowanie działań nie mających racjonalnego uzasadnienia (co niekiedy ma miejsce w standardowych procesach inwestycyjnych).

Specustawa wprowadziła również usprawnienia proceduralne na etapie ewentualnego postępowania sądowo-administracyjnego. Określa m.in. terminy rozpatrywania spraw przed Wojewódzkim Sądem Administracyjnym oraz Naczelnym Sądem Administracyjnym, które wynoszą odpowiednio 30 dni oraz dwa miesiące od dnia otrzymania przez sądy odpowiedniej dokumentacji⁶⁰. Mimo że terminy te mają charakter instrukcyjny, to ich określenie na szczeblu ustawowym jako element „mobilizujący” sąd należy ocenić pozytywnie, tym bardziej że postępowania przed sądami administracyjnymi (uwzględniając obie instancje) mogą toczyć się latami.

Specustawa nakłada też rygor natychmiastowej wykonalności na niektóre decyzje wydawane w toku procesu inwestycyjnego oraz ogranicza możliwość ich uchylecia czy stwierdzenia nieważności. Nadal jednak wdrożenie w Polsce energetyki jądrowej w zakładanym harmonogramie jest zadaniem wymagającym, wobec czego podjęta została decyzja o wprowadzeniu dalej idących usprawnień proceduralnych, implementowanych do Specustawy nowelizacją.

Jedną z najważniejszych zmian jest rozszerzenie katalogu inwestycji towarzyszących. Dzięki temu projekty istotne dla funkcjonowania elektrowni jądrowej będą mogły być realizowane na gruncie przewidzianych w Specustawie wspomnianych usprawnień proceduralnych. Ten status mogą uzyskać wszelkie inwestycje niezbędne do budowy, czy też użytkowania, obiektu energetyki jądrowej (np. sieci i przyłącza elektroenergetyczne). Co ważne, ustalając katalog inwestycji towarzyszących, projektodawca dostrzegł również potencjał instalacji do produkcji, dystrybucji lub magazynowania wodoru.

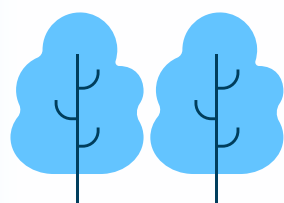


William-James Kettlewell, Baker McKenzie, Bruksela

W kontekście toczących się dyskusji na szczepku UE na temat warunków uznania wodoru za odnawialny warto podkreślić, iż na gruncie dyrektywy RED II w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych wódor produkowany w procesie elektrolizy zasilanej EJ nie jest wodorem „zielonym” (odnawialnym). Trzeba jednak zwrócić uwagę, że w ramach procedowanej rewizji dyrektywy gazowej proponuje się, aby państwa członkowskie mogły wykorzystywać „wodór niskoemisyjny” (w tym wódor wytwarzany z wykorzystaniem energii jądrowej, określany mianem wodoru fioletowego) w celu osiągnięcia określonych celów w ramach dyrektywy RED II. W praktyce miałyby to podobne korzyści jak uznanie wodoru fioletowego za wódor „zielony”, choć nadal nie byłoby to pełne uznanie takiego wodoru za paliwo odnawialne. Prace nad wskazanym projektem trwają – aktualnie (kwiecień 2023r.) oczekujemy na zajęcie stanowiska przez Parlament Europejski po pierwszym czytaniu.

Nowelizacja zakłada też przeniesienie decyzji zasadniczej na początek procesu inwestycyjnego. Będzie ona więc wydawana przed uzyskaniem decyzji lokalizacyjnej, co odpowiada na postulaty doktryny krytykującej dotychczasową kolejność uzyskiwania decyzji inwestycyjnych. To tryb korzystny również dla inwestorów, którzy – w myśl dotychczasowych przepisów – przed otrzymaniem decyzji zasadniczej musieli angażować znaczące fundusze w celu uzyskania decyzji lokalizacyjnej, co później mogło się okazać niepotrzebne w razie braku akceptacji państwa dla realizacji projektu. Do najważniejszych zmian wynikających z nowelizacji należy zaliczyć również wyłączenie zastosowania art. 127 (3) KPA w stosunku do decyzji zasadniczej – oznacza to, że od decyzji tej nie będzie przysługiwało odwołanie w postaci wniosku o ponowne rozpatrzenie.

Podsumowując, mechanizmy prawne zastosowane w Specustawie (uwzględniając nowelizację) należy oceniać co do zasady pozytywnie. Prawo administracyjne przewiduje przy tym możliwość wprowadzenia dalej idących usprawnień, np. instytucji milczącego załatwienia sprawy (po przekroczeniu terminu na rozpatrzenie sprawy oraz niewniesienia sprzeciwu przez organ, sprawę uznaje się za załatwioną w sposób uwzględniający żądanie strony), jednakże wydaje się, że charakter inwestycji jądrowych oraz liczba ryzyk z nimi związanych nie przemawiają za wprowadzeniem tego rodzaju rozwiązań prawnych.



W UE trwają prace nad projektem rozporządzenia Net-Zero Industry Act. Ma ono promować unijne przedsięwzięcia zmierzające do osiągnięcia neutralności klimatycznej, m.in. poprzez rozwiązania ułatwiające ich szybkie wdrożenie oraz zwiększające takim projektom dostęp do finansowania. Celem jest, by do 2030 r. firmy z Unii pokrywały 40 proc. jej rocznego zapotrzebowania na zielone technologie. Dotyczy on jednak tylko technologii strategicznych, do których KE zaliczyła m.in. fotowoltaikę, lądową i morską energetykę wiatrową, baterie i magazyny energii, pompy ciepła i technologie wychwytywania CO₂ (CCUS). Poza tą listą sformułowane zostało dłuższe zestawienie technologii zeroemisyjnych. Uwzględnia ono: nowoczesne technologie jądrowe, w tym SMR-y, technologie fuzji jądrowej, paliwa alternatywne i technologie dotyczące zwiększania efektywności energetycznej. Rozwiązanie to należy ocenić jako pozytywny sygnał dla podmiotów zainteresowanych rozwojem energetyki jądrowej.

3

Konsultacje transgraniczne – szansa czy zagrożenie dla atomowych planów

Budowa i eksploatacja elektrowni jądrowej wiąże się z koniecznością przeprowadzenia niezwykle szczegółowej oceny oddziaływania na środowisko. Powinna ona przy tym uwzględniać wiele czynników, zwłaszcza ryzyko potencjalnej awarii, której skutki mogą wykraczać poza terytorium kraju. W Polsce głównym źródłem prawa w tym zakresie jest ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Ustawa OOS).

W myśl przepisów wykonawczych do Ustawy OOS elektrownie jądrowe należą do „przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko”. W związku z tym powyższa procedura (poprzedzająca uzyskanie decyzji środowiskowej) jest w ich przypadku zawsze obowiązkowa. Ponadto, jeżeli dane przedsięwzięcie mogłoby znacząco oddziaływać na środowisko poza terytorium kraju, w którym ma być realizowane, organ właściwy do wydania decyzji środowiskowej (w tym przypadku Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska – GDOŚ) jest zobowiązany do przeprowadzenia postępowania dotyczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko („procedura transgraniczna”). Procedura ta została wszczęta w przypadku planów budowy w gminie Choczewo pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Z dokumentacji środowiskowej wynika bowiem, że ze względu na lokalizację elektrowni należy wziąć pod uwagę jej transgraniczne oddziaływanie radiacyjne w przypadku awarii⁶¹.

W ramach procedury transgranicznej dotyczącej elektrowni w Choczewie zaangażowano 11 państw, zwanych „stronami narażonymi”. Nie można wykluczyć, że jej ramy czasowe ulegną wydłużeniu m.in. ze względu na stanowisko Niemiec, w których część landów sprzeciwia się realizacji tego projektu, podnosząc obawy z zakresu bezpieczeństwa i ochrony środowiska. Analizy wymaga więc, czy przepisy dotyczące procedury transgranicznej wyposażają strony narażone w środki mogące realnie wpłynąć na realizację projektu na terenie państwa realizującego przedsięwzięcie (tzw. strony pochodzenia).



Claire Dietz-Polte, Baker McKenzie, Berlin

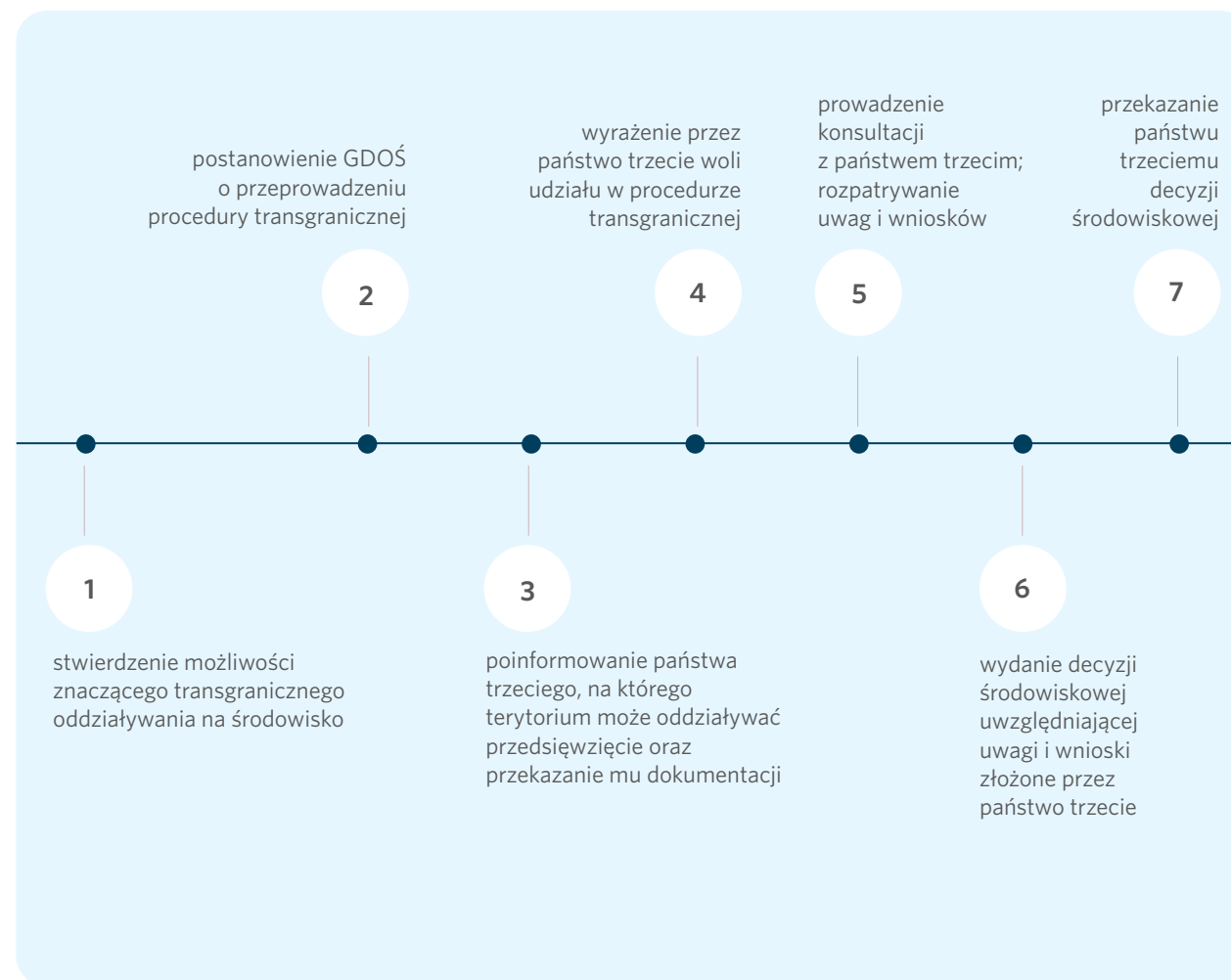
Ostatnia elektrownia jądrowa na terenie Niemiec została uruchomiona w 1989 r., a w roku 1998 na szczeblu politycznym uzgodniono wycofanie się tego kraju z energetyki jądrowej. Znajduje to odzwierciedlenie w niemieckim prawie atomowym, które stanowi, że nowe zezwolenia na budowę elektrowni jądrowych nie będą już wydawane. Plan wycofania się z energetyki jądrowej jest stopniowo realizowany – funkcjonujące elektrownie miały zostać zamknięte do 2022 r., choć termin ten został przedłużony do kwietnia 2023 r. z uwagi na kryzys energetyczny związany z wojną w Ukrainie. Ostatnia elektrownia atomowa w Niemczech została wyłączona 15 kwietnia 2023 r.

Ramy prawne procedury transgranicznej wyznacza Ustawa OOŚ oraz Konwencja o ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym, zwana konwencją z Espoo (w stosunku do Polski weszła ona w życie 10 września 1997 r.). Polskę wiążą w tym zakresie dodatkowo umowy międzynarodowe podpisane z Niemcami i Litwą⁶².

Po stwierdzeniu przez GDOŚ możliwości znaczącego transgranicznego oddziaływania danego przedsięwzięcia na środowisko, informacja o tym trafia do państw potencjalnie zainteresowanych udziałem w procedurze transgranicznej. Wówczas strona narażona może potwierdzić chęć udziału w procedurze i przystąpić do uzgodnienia terminów jej poszczególnych etapów. W ramach wymiany kolejnych dokumentów, zwłaszcza raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, prowadzone są konsultacje, w trakcie których omawiane są m.in. środki eliminowania lub ograniczania transgranicznego oddziaływania na środowisko. Następnie, w oparciu o otrzymane uwagi i wnioski, wydawana jest decyzja środowiskowa. Uwagi i wnioski państwa trzeciego mają zostać rozpatrzone i uwzględnione przy wydawaniu tejże decyzji, a samo jej wydanie nie powinno nastąpić przed zakończeniem procedury transgranicznej. Po wydaniu decyzji środowiskowej GDOŚ przekazuje państwu uczestniczającemu w procedurze transgranicznej jej przetłumaczoną wersję, tak aby umożliwić mu zapoznanie się ze sposobem, w jaki wyniki postępowania zostały rozpatrzone i uwzględnione przy wydawaniu rozstrzygnięcia.

Powyższa procedura naturalnie wydłuża postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej i nie pozostaje bez wpływu na jej treść⁶³. Jednakże w kontekście podnoszonych publicznie obaw o możliwość zablokowania budowy elektrowni jądrowej w Choczewie należy podkreślić, że choć wprawdzie omawiane tu przepisy nakładają na państwo realizujące przedsięwzięcie obowiązek „rozpatrzenia i uwzględnienia uwag”, to nie wyposażają strony narażonej w uprawnienia umożliwiające wprost wstrzymanie realizacji danego przedsięwzięcia. Nie dają mu też możliwości ostatecznego przesądzenia o jego charakterze (np. poprzez wpływ na planowaną moc lub inne parametry elektrowni), całkowicie wbrew woli państwa planującego budowę tego przedsięwzięcia.

POSTĘPOWANIE W SPRAWIE TRANSGRANICZNEGO ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE PRZEZ KANCELARIĘ BAKER MCKENZIE.

Mimo braku konkretnych mechanizmów „dyscyplinujących” stronę pochodzenia na szczeblu ustawowym należy mieć świadomość, iż nieuwzględnienie uwag i wniosków zgłoszonych przez stronę narażoną może być uznane za naruszenie przepisów prawa międzynarodowego, w tym konwencji z Espoo. Wprawdzie ona sama nie przewiduje bezpośrednich sankcji za naruszenie jej postanowień, ale dzięki zatwierdzeniu jej w 1997 r. przez Wspólnotę Europejską postanowienia konwencji (w relacjach pomiędzy krajami Unii) zostały uwzględnione w dyrektywach unijnych⁶⁴. Tym samym każde państwo członkowskie musi ją stosować pod groźbą skargi do TSUE⁶⁵.



Ewentualny spór Niemiec z Polską mógłby skutkować skierowaniem przeciwko niej skargi do TSUE. Scenariusz ten mógłby się zmaterializować w razie fiaska negocjacji krajów mających na celu uzgodnienie akceptowalnego dla Polski zakresu uwag strony niemieckiej. Na moment oddania niniejszego raportu do druku, na bazie informacji medialnych ryzyko takiego fiaska można ocenić jako niskie.

Do wniesienia takiej skargi uprawniona jest w pierwszym rzędzie KE⁶⁶. Jej uwzględnienie kończy się wydaniem wyroku przez TSUE. W przypadku braku jego wykonania, w odrębnym postępowaniu na państwo członkowskie może zostać nałożona kara pieniężna. Również każdy kraj może wnieść sprawę do TSUE przeciwko innemu państwu, jeśli uzna, że uchybiło ono jednemu z zobowiązań, które ciąży na nim na mocy prawa Unii⁶⁷. Takie postępowania zdarzają się niezwykle rzadko – państwa co do zasady unikają ich ze względów dyplomatycznych. Niemniej ich przebieg nie różni się zasadniczo od spraw wszczętych przez Komisję. Ostatnio skargę bezpośrednią wniosła przeciwko Polsce Republika Czeska w sprawie C-121/21 (dotyczącej kopalni węgla brunatnego Turów). Czesi zarzucili Polsce brak prawidłowego wykonania właśnie dyrektywy 2011/92/UE poprzez przedłużenie koncesji na wydobycie surowca bez przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, w tym oceny transgranicznej.

Zarówno KE, jak i państwo członkowskie może wnieść o zarządzenie przez TSUE „niezbędnych środków tymczasowych”⁶⁸. Mogą one zostać zarządzone przez sędziego jedynie wtedy, gdy zostanie wykazane, że:

- » ich zastosowanie jest *prima facie* prawnie i faktycznie uzasadnione, oraz że
- » mają one pilny charakter w tym znaczeniu, że ich zarządzenie i wykonanie przed rozstrzygnięciem w sprawie głównej jest konieczne w celu uniknięcia „poważnej i nieodwracalnej szkody” dla interesów skarżącego.

Prawdopodobieństwo jej wystąpienia musi przy tym być wykazane przez stronę skarżącą. To taka szkoda, która wynikałaby z odmowy zarządzenia wnioskowanych środków tymczasowych, w wypadku gdyby skarga w postępowaniu głównym została następnie uwzględniona. Przykładowo w głośnej sprawie ze skargi KE przeciwko Polsce dotyczącej ochrony naturalnych siedlisk fauny w Puszczy Białowieskiej, w celu wykazania pilnego charakteru wniosku Komisja podniosła, że rozpoczęta tam wycinka drzew ma dla tych siedlisk negatywne skutki. Szkoda, która wystąpić miała w wyniku wycinki i usunięcia starodrzewu, nie mogłaby zostać naprawiona, gdyby skarga została następnie uwzględniona (ze względu na obiektywną niemożliwość przywrócenia na obszarach dotkniętych wycinką ich pierwotnego stanu⁶⁹). Takie środki zostały nałożone również w sprawie dotyczącej kopalni Turów – Polska została zobowiązana do natychmiastowego zaprzestania wydobycia w niej węgla brunatnego⁷⁰.

Postanowienie wydane przez TSUE w przedmiocie zarządzenia środków tymczasowych jest niezaskarżalne, a obowiązkiem państwa członkowskiego jest jego wykonanie. To rodzaj postanowienia, które jest niezwykle dotkliwe dla realizacji inwestycji – może doprowadzić do jej realnego wstrzymania aż do zakończenia postępowania merytorycznego. Te zaś może trwać kilkanaście miesięcy lub nawet kilka lat. Stąd zarówno konwencja z Espoo, jak i dyrektywa dotycząca transgranicznych ocen oddziaływania na środowisko kładą nacisk na współpracę i szeroko zakrojone konsultacje między państwami.

4

Integracja elektrowni jądrowej z KSE

Wiele wyzwań regulacyjnych wiąże się też z integracją elektrowni jądrowych z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE). Pomimo rozwiązań prawnych służących usprawnieniu procesu inwestycyjno-budowlanego dla realizacji inwestycji jądrowych, czas ich trwania nadal przekracza okres realizacji innych wielkoskalowych przedsięwzięć infrastrukturalnych, w tym sieciowych. W konsekwencji, w trakcie wieloletniego procesu inwestycyjnego, zmianie może ulec otoczenie systemu elektroenergetycznego. Z tego powodu istotne jest, aby w toku stale koordynować współpracę między właściwym operatorem sieci elektroenergetycznej a inwestorem – może stać się to możliwe dzięki nowelizacji, o czym poniżej.

Niezawodna praca sieci elektroenergetycznej odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa elektrowni jądrowej na każdym etapie jej funkcjonowania: od rozruchu, poprzez normalną eksploatację aż po okres po wyłączeniu reaktora. Problemy na linii sieć-jednostka wytwórcza mogą mieć katastrofalne skutki – to właśnie długotrwała niedostępność energii elektrycznej i awaria systemów zasilania w znacznym stopniu przyczyniły się do katastrofy jądrowej w Fukushima w roku 2011⁷¹. Oprócz kwestii bezpieczeństwa prawidłowa współpraca instalacji z siecią elektroenergetyczną poprawia ekonomikę pracy elektrowni jądrowej, co finalnie przekłada się na sytuację odbiorców końcowych.

Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej w lokalizacji preferowanej przez PEJ („Lubiatowo-Kopalino” w gminie Choczewo) jest jednym z podstawowych założeń Planu Rozwoju Sieci Przesyłowych na lata 2023–2032 (PRSP), przygotowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)⁷². Z założeniem tym korespondują konkretne zadania inwestycyjne: budowa infrastruktury niezbędnej do zasilania placu budowy, stacji elektroenergetycznych oraz linii elektroenergetycznych, w tym linii 400 kV. Łączne nakłady na realizację istotnych dla atomu inwestycji sieciowych PSE szacuje na około 3 mld zł.

Realizacja ambitnych planów określonych w PRSP wymaga sprzyjającego otoczenia regulacyjnego. Inwestycje polegające na budowie lub rozbudowie sieci przesyłowych stanowią jedną z kategorii tzw. inwestycji towarzyszących i **mogą być realizowane w oparciu o przepisy Specustawy, bądź na podstawie Specustawy dotyczącej strategicznych inwestycji sieciowych** (tzw. Specustawa przesyłowa)⁷³. Wybór reżimu prawnego pierwotnie pozostawiono inwestorowi, w tym wypadku PSE. Nowelizacja ogranicza swobodę wyboru procedury i przewiduje wprost, że inwestycje sieciowe PSE w odniesieniu do pierwszej polskiej elektrowni atomowej mają być realizowane na podstawie Specustawy przesyłowej⁷⁴. To prawdopodobnie rozwiązanie korzystne, gdyż na gruncie tychże przepisów realizuje się właśnie wielkoskalowe przedsięwzięcia sieciowe. Jest to więc ustawa doskonale znana PSE i wielokrotnie testowana w praktyce. Ponadto proponuje się, aby podmiotem koordynującym realizację inwestycji towarzyszących były PEJ⁷⁵. Jednym z ważniejszych zadań spółki w tym zakresie ma być opracowanie skonsolidowanego harmonogramu realizacji pierwszej elektrowni jądrowej wraz z inwestycjami towarzyszącymi (oprócz rozbudowy sieci będzie to też m.in. budowa linii kolejowych i infrastruktury hydrotechnicznej). Po zatwierdzeniu przez pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej stanie się on dokumentem wiążącym podmioty zaangażowane w wyżej wymienione inwestycje, w tym PSE.



Powyższe oznacza, że wpływ postępowania dotyczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko na realizację projektu elektrowni jądrowej jest istotny, o ile nie krytyczny.

Pomimo statystycznie niemal bezawaryjnej eksploatacji elektrowni jądrowych na świecie, problem odpowiedzialności za szkody wywołane promieniowaniem jonizującym pozostaje zagadnieniem niezwykle aktualnym. Jest to kwestia istotna nie tylko dla podmiotów bezpośrednio zaangażowanych w budowę i eksploatację reaktorów (dla których informacja o związanych z nią ryzykach jest kluczowa z punktu widzenia analiz prawno-biznesowych), ale również dla ogółu społeczeństwa. **Przekonanie o skutecznych mechanizmach jego ochrony może wzmocnić społeczne poparcie dla rozwoju energetyki jądrowej.**

Symbolem zagrożeń, które niesie za sobą wykorzystanie energii atomowej, jest awaria w Czarnobylu, która potwierdziła wówczas jeszcze teoretyczne rozważania o zróżnicowanych skutkach wypadków jądrowych oraz o ich transgranicznym charakterze. Wywarła ona znaczący wpływ na rozwój prawa atomowego i przyczyniła się do rewizji zasad odpowiedzialności cywilnej za szkody spowodowane wypadkami jądrowymi. Echem katastrofy była zmiana konwencji międzynarodowych dotyczących wynagrodzenia strat i szkód jądrowych: Konwencji wiedeńskiej⁷⁶ opracowanej pod egidą Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) oraz Konwencji paryskiej⁷⁷, związanej z OECD. Pokłosiem katastrofy było ustanowienie kompleksowego systemu odpowiedzialności za szkody jądrowe. Wymienione konwencje ustanowiły dwa odrębne, aczkolwiek oparte na tożsamyh zasadach, systemy odpowiedzialności cywilnej za szkody spowodowane wypadkami jądrowymi⁷⁸. Państwa będące stronami Konwencji paryskiej nie były więc stronami Konwencji wiedeńskiej i odwrotnie.

Dzięki wysiłkom MAEA i Agencji Energii Jądrowej (NEA) przy OECD przyjęto wspólny protokół dotyczący stosowania Konwencji wiedeńskiej i Konwencji paryskiej⁷⁹. Na jego podstawie ustalono zasady postępowania na wypadek wystąpienia szkód jądrowych, których skutki byłyby rozpatrywane w kilku jurysdykcjach. Jako zasadę przyjęto, że w przypadku, gdy wypadek jądrowy wystąpił na terytorium państwa-strony Konwencji wiedeńskiej (np. w Polsce), poszkodowani z państw-stron Konwencji paryskiej (np. Niemiec) mogą skorzystać z ochrony przewidzianej w Konwencji wiedeńskiej i odwrotnie, przy czym do danego wypadku jądrowego zastosowanie znajdzie tylko jedna z wymienionych konwencji. Ramy prawne międzynarodowego systemu odpowiedzialności za szkody jądrowe uzupełnia ponadto Konwencja w sprawie dodatkowych odszkodowań za szkodę jądrową (CSC)⁸⁰. Przystąpić do niej mogą także państwa, które nie przystąpiły do Konwencji paryskiej lub Konwencji wiedeńskiej.

Zasady odpowiedzialności za szkodę jądrową wyrażone w konwencjach międzynarodowych znalazły odzwierciedlenie w przepisach krajowych – nie tylko państw-stron danej konwencji, ale również krajów trzecich, w których eksploatowane są elektrownie jądrowe (np. w Japonii czy Korei Południowej). Przepisy krajowe w tym zakresie pozostają jednak nieujednolicone.

- » **Po pierwsze, nie wszystkie państwa przystąpiły do konwencji.** Konwencja wiedeńska została podpisana przez 44 kraje⁸¹, a Konwencja paryska przez 18. Co więcej, nie wszyscy sygnatariusze ratyfikowali konwencje lub protokoły zmieniające⁸².
- » **Po drugie, przepisy konwencji pozostawiają państwom pewną swobodę** w kształtowaniu szczegółowych zasad odpowiedzialności oraz pole do interpretacji przepisów.
- » **Po trzecie, przepisy krajowe nie zawsze korespondują z przepisami konwencji.** Przykładem jest polskie Prawo atomowe, które na przykład – w przeciwieństwie do Konwencji wiedeńskiej i Konwencji paryskiej – nie różnicuje zasad odpowiedzialności za szkody jądrowe, które wystąpiły poza urządzeniem jądrowym (*off-site*) lub na jego terenie (*on-site*).

Polska przystąpiła do systemu współpracy międzynarodowej opracowanego pod auspicjami MAEA. Warto jednak zaznaczyć, że jeszcze przed ratyfikacją Konwencji wiedeńskiej przepisy pierwszej polskiej ustawy dotyczącej bezpieczeństwa jądrowego (tj. ustawy Prawo atomowe z 10 kwietnia 1986 r.) wzorowano właśnie na przepisach konwencyjnych⁸³.

Wybrane zasady odpowiedzialności cywilnej za szkody jądrowe

Międzynarodowy reżim odpowiedzialności za szkody jądrowe opiera się na kilku zasadach, których nadrzędnym celem jest ochrona interesów osób poszkodowanych wypadkami jądrowymi. Przyjęto, że procedura odszkodowawcza ma być maksymalnie uproszczona – poszkodowani nie powinni poszukiwać bezpośredniego sprawcy szkody jądrowej, udowadniać jego winy czy wykazywać, w jaki sposób doszło do wystąpienia katastrofy lub awarii jądrowej. Jednocześnie zasady odpowiedzialności nie powinny powodować takich obciążeń czy ryzyk po stronie podmiotów eksploatujących urządzenia jądrowe, które skutecznie zniechęcałyby do podejmowania działalności w sektorze jądrowym.

Poniżej wyróżniono pięć zasad odpowiedzialności, które będą obowiązywały polskie elektrownie jądrowe. Mimo że na świecie istnieją od nich rozmaite wyjątki, to można przyjąć, że wpisują się one w międzynarodowe standardy odpowiedzialności w sektorze.

- » **Zasada nr 1. Wyłączna odpowiedzialność operatora za szkodę jądrową**
Oznacza to, że żaden inny podmiot nie może być za nią pociągnięty do odpowiedzialności, a jakiegokolwiek powództwo osoby poszkodowanej wobec osoby trzeciej będzie co do zasady podlegało oddaleniu. Operator jest odpowiedzialny za naprawę szkód jądrowych spowodowanych tak przez siebie, jak i przez osoby trzecie, w tym dostawców technologii jądrowych czy podwykonawców. Pomimo że zasada ta jest standardem międzynarodowym, nie jest praktykowana we wszystkich państwach korzystających z energii jądrowej. Wiele kontrowersji wzbudziło na przykład rozwiązanie przyjęte w Indiach, gdzie w niektórych przypadkach przepisy prawa atomowego uprawniają operatora, który wypłacił już fundusze poszkodowanym, do ubiegania się o zwrot wypłaconego odszkodowania od dostawców materiałów jądrowych⁸⁴. To reguła podobna m.in. do przewidzianego w Konwencji wiedeńskiej tzw. roszczenia regresowego operatora, na podstawie którego następuje przeniesienie ekonomicznego ciężaru naprawienia szkody na osoby trzecie, które przyczyniły się do jej powstania.

» Zasada nr 2. Odpowiedzialność na zasadzie ryzyka

Operator obiektu jądrowego ponosi odpowiedzialność na zasadzie ryzyka, a zatem bez względu na swoją winę lub jej brak. Chroni to interes osób poszkodowanych, które nie mają obowiązku wykazania, że operator dopuścił się określonych zaniedbań czy nieprawidłowości – przeprowadzenie takiego dowodu mogłoby być znacząco utrudnione chociażby ze względu na brak specjalistycznej wiedzy technicznej osób poszkodowanych.

» Zasada nr 3. Okoliczności wyłączające odpowiedzialność

Odpowiedzialność podmiotu eksploatującego urządzenie jądrowe jest niemal absolutna. Jego operator może zwolnić się od odpowiedzialności za szkodę jądrową, tylko jeżeli wykaże, że nastąpiła ona bezpośrednio na skutek nadzwyczajnego zdarzenia, które przepisy prawa traktują jako przesłankę wyłączającą odpowiedzialność. Na gruncie Prawa atomowego do okoliczności tych należą działania wojenne i konflikt zbrojny. Szerszy katalog okoliczności wyłączających odpowiedzialność przewidziano w Konwencji wiedeńskiej, która obok konfliktu zbrojnego i działań wojennych wymienia wojnę domową i powstanie⁸⁵, a także w Konwencji paryskiej, która wskazuje dodatkowo klęski żywiołowe o wyjątkowym i poważnym charakterze⁸⁶. Prawo atomowe przewiduje ponadto, że sąd może całkowicie lub częściowo zwolnić osobę eksploatującą z obowiązku naprawienia szkody doznanej przez poszkodowanego, który przyczynił się do jej powstania lub zwiększenia⁸⁷. Ponadto, o ile umowa z odbiorcą materiałów jądrowych nie stanowi inaczej, w czasie transportu takich materiałów odpowiedzialność ponosi osoba eksploatująca urządzenie jądrowe, z którego materiał ten został wysłany.

» Zasada nr 4. Kwotowe ograniczenie odpowiedzialności

Szczególną cechą prawa atomowego jest wprowadzenie limitowanej kwotowo odpowiedzialności podmiotu eksploatującego urządzenie jądrowe. Ma to ten skutek, że po wyczerpaniu określonej puli funduszy operator nie jest zobowiązany do wypłaty dalszych odszkodowań. Szczególnie zaostrzoną odpowiedzialność operatora przewiduje niemieckie prawo atomowe, które nie tylko nie określa górnego limitu odpowiedzialności operatora (z wyjątkiem odpowiedzialności za szkody w mieniu), ale także przewiduje jego odpowiedzialność za szkody wynikające z siły wyższej. Z zasady limitowania odpowiedzialności zrezygnowano także w japońskim prawie atomowym.

» Zasada nr 5. Zabezpieczenie finansowe na pokrycie roszczeń odszkodowawczych

Wypłatę odszkodowań ma gwarantować zabezpieczenie finansowe w wysokości odpowiadającej kwotowej granicy odpowiedzialności operatora. Na gruncie Prawa atomowego ciężar wypłaty odszkodowań spoczywa na ubezpieczycielu oraz, posiłkowo, na Skarbie Państwa. Minimalna suma gwarancyjna obowiązkowego ubezpieczenia OC w odniesieniu do jednego zdarzenia skutkującego szkodą jądrową wynosi równowartość w złotych 300 mln SDR (ang. Special Drawing Rights, tj. międzynarodowej jednostki rozrachunkowej stworzonej przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy)⁸⁸. Jeżeli roszczenia poszkodowanych przekroczą wskazaną kwotę, operator powinien utworzyć tzw. fundusz ograniczenia odpowiedzialności, którzy podlega podziałowi zgodnie z wyrokiem Sądu Okręgowego w Warszawie.



Wypadek jądrowy i szkoda jądrowa

Podstawowe znaczenie dla ustalenia zakresu odpowiedzialności operatora obiektu jądrowego mają definicje legalne wypadku jądrowego i szkody jądrowej. **Jeżeli dana szkoda nie będzie mogła zostać zakwalifikowana jako szkoda jądrowa, jej naprawienie nastąpi na zasadach ogólnych, a nie w ramach szczególnego reżimu przewidzianego w Prawie atomowym i Konwencji wiedeńskiej.** Zdarzeniem, z którym związana jest odpowiedzialność jądrowa, jest wypadek jądrowy.

Na gruncie Prawa atomowego **wypadkiem jądrowym jest każda awaria urządzenia jądrowego, która powoduje szkodę jądrową lub bezpośrednie zagrożenie wystąpienia takiej szkody**⁸⁹. Szkodą jądrową jest natomiast szkoda na osobie, w mieniu lub w środowisku, która powstała w wyniku uwolnionego wskutek wypadku jądrowego promieniowania jonizującego lub promieniowania jonizującego połączonego z innymi oddziaływaniami o niebezpiecznym charakterze (np. trującymi, wybuchowymi). Oznacza to, że szkoda jądrowa może być następstwem nie tylko samego oddziaływania promieniowania jonizującego czy skażenia substancjami radioaktywnymi, ale też następstwem pożaru czy wybuchu, który współwystępuje z promieniowaniem jonizującym. Ustawodawca nie określił zamkniętego katalogu szkód jądrowych, co – biorąc pod uwagę trudne do przewidzenia skutki katastrof jądrowych – jest rozwiązaniem korzystnym. Nieco inną metodykę opisywania szkód jądrowych przyjęto w Wielkiej Brytanii.

”

Neil M. Donoghue, Baker McKenzie, Londyn

W brytyjskim prawie atomowym nie ma definicji szkody jądrowej. Zamiast tego, ustawa nakłada pewne podstawowe obowiązki na podmiot eksploatujący elektrownię atomową oraz określa kategorie roszczeń, które mogą być zgłaszane przez poszkodowanych w celu uzyskania odszkodowania z tytułu naruszenia przez operatora jego podstawowych obowiązków. Odszkodowanie przysługuje m.in. z tytułu strat ekonomicznych powstałych w wyniku obrażeń ciała lub uszkodzenia mienia, czy utraty dochodu spowodowanej znacznym pogorszeniem stanu środowiska naturalnego.

6

Cykl życia paliwa jądrowego

Zapewnienie odpowiedniego, bezpiecznego i długotrwałego sposobu postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i radioaktywnymi odpadami należy do priorytetowych wyzwań technologicznych i legislacyjnych związanych z energetyką jądrową. Pozostają one bowiem radioaktywne i stanowią potencjalne zagrożenie dla ludzi i środowiska przez tysiące lat. Procedura lokalizowania głębokich składowisk odpadów promieniotwórczych wymaga wybrania obszaru, którego ewolucje daje się przewidzieć na następne 10 tys. lat.

W związku ze skrajnie niebezpieczną naturą odpadów radioaktywnych są one przedmiotem licznych regulacji zawartych w aktach prawnych na poziomie międzynarodowym, europejskim i krajowym. Do najważniejszych aktów należą:

- » **na poziomie międzynarodowym** Wspólna konwencja bezpieczeństwa w postępowaniu z wypalonym paliwem jądrowym i bezpieczeństwa w postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi z dnia 5 września 1997 r. (ratyfikowana przez 85 państw);
- » **na poziomie europejskim** dwie dyrektywy Euratom: Dyrektywa Rady 2006/117/Euratom z 20 listopada 2006 r. w sprawie nadzoru i kontroli nad przemieszczaniem odpadów promieniotwórczych oraz wypalonego paliwa jądrowego oraz dyrektywa Rady 2011/70/Euratom z 19 lipca 2011 r. ustanawiająca ramy wspólnotowe w zakresie odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi.

W Polsce implementacja powyższych dokumentów nastąpiła w Prawie atomowym i odpowiednich aktach wykonawczych, np. w Rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego.

Najważniejsze cele tych regulacji to zapewnienie odpowiednich standardów przechowywania, przetwarzania i składowania odpadów radioaktywnych oraz ścisła kontrola ich transportu. Ze szczególną uwagą traktowane są wszelkie próby wywozu odpadów promieniotwórczych z krajów rozwiniętych do tzw. krajów rozwijających się. Przykładowo, kraje Unii objęte są zakazem wywozu wypalonego paliwa do państw Afryki, Karaibów i Pacyfiku, będących stronami umowy z Kotonu⁹⁰ i do państw niemających możliwości administracyjnych i technicznych odpowiedniego zagospodarowania takich odpadów. Powszechnie przyjęto także zakaz wywozu odpadów promieniotwórczych na południe od 60° S (czyli na Antarktydę). Dodatkowo państwa będące stronami wspomnianej Wspólnej Konwencji mają prawo do wprowadzenia zakazu importu radioaktywnych odpadów na swoje terytorium.

Postępowanie ze zużytymi ogniwami jądrowymi dzieli się na dwa etapy. Pierwszy to etap przechowywania na terenie, na którym ogniwa zostały zużyte, a więc w przyszłości także na terenie polskich elektrowni jądrowych. Drugi to etap unieszkodliwienia, kiedy odpady będą przekazywane do składowania lub przetworzenia. Taki podział wynika ze specyfiki procesu rozszczepienia atomu, będącego procesem generującym olbrzymie ilości ciepła, a także z właściwości izotopów wykorzystywanych w reaktorach, których promieniotwórczość obniża się z upływem czasu. Wypalone ogniwa jądrowe muszą więc zostać odpowiednio schłodzone i przechowane w celu obniżenia wartości promieniotwórczych, zanim zostaną przekazane do dalszego zagospodarowania i unieszkodliwienia.

Pojemniki, w których przechowywane są zużyte ogniwa, są przedmiotem ścisłych wytycznych, wyznaczających standardy dotyczące jakości i szczelności pojemników, a także odpowiedniej segregacji promieniotwórczych odpadów. Ta ostatnia jest niezbędna, ponieważ poszczególne pierwiastki mogą mieć skrajnie różne okresy rozpadu połowicznego, a tym samym różny konieczny okres przechowywania. Działalność polegająca na przechowywaniu wypalonego paliwa jądrowego jest reglamentowana i wymaga zezwolenia na prowadzenie działalności związanej z narażaniem, wydawanego przez Prezesa PAA. Po zakończeniu pierwszego etapu postępowania z wypalonym paliwem jądrowym przystępuje się faktycznego unieszkodliwienia odpadów. Odpady promieniotwórcze w stanie stałym nadają się do składowania, czyli przechowywania w taki sposób, który nie zakłada późniejszego ich odzyskania. Co ważne, **odpowiedzialność za transportowane odpady promieniotwórcze będzie spoczywać na podmiocie eksploatującym urządzenie jądrowe,** a w przypadku transgranicznego transportu odpadów na państwie ich pochodzenia. Jednostka organizacyjna, w której powstały odpady, będzie także zobowiązana do finansowania ich składowania.

Budowa w Polsce w pełni funkcjonalnego składowiska odpadów promieniotwórczych zależy od wielu czynników i decyzji politycznych. Co do zasady, takie obiekty dzielą się na powierzchniowe i głębokie. Te pierwsze nadają się do składowania tylko nisko- i średnio-aktywnych oraz krótkożytych odpadów promieniotwórczych. Natomiast w składowiskach głębokich można gromadzić wszystkie rodzaje odpadów. Niezależnie jednak od rodzaju składowiska, musi ono otrzymać zezwolenie na prowadzenie działalności związanej z narażeniem polegającej na budowie, eksploatacji lub zamknięciu składowiska. Lokalizacja składowisk jest zaś przedmiotem dokładnej weryfikacji, tak aby nie było one zagrożone gwałtownymi zjawiskami przyrodniczymi oraz z uwzględnieniem społeczno-ekonomicznych czynników. Ewentualna decyzja o lokalizacji celu publicznego w formie składowiska odpadów radioaktywnych będzie weryfikowana pod kątem ochrony radiologicznej i fizycznej przez Prezesa PAA oraz ochrony fizycznej przez szefa ABW. Konsultacja z tymi organami będzie zresztą wymagana już na etapie umieszczania składowiska w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego.

Składowisko powierzchniowe lub głębokie gotowe do przyjmowania odpadów przez co najmniej 11 miesięcy w roku może ubiegać się nadanie statusu Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych. Aktualnie tego rodzaju składowisko znajduje się w Polsce w miejscowości Różan i jest składowiskiem powierzchniowym. Zgodnie z Krajowym planem postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym planowane jest zamknięcie tego składowiska w latach 2038–2040 i zastąpienie go składowiskiem głębinowym. Pozwoli to na trwałe składowanie odpadów wysokoaktywnych, które w Różanie są przechowywane tylko tymczasowo.

Krajowy plan postępowania jest wyrazem realizacji przez Polskę obowiązku przygotowywania ogólnokrajowego planu dla odpadów promieniotwórczych, który został nałożony na państwa członkowskie UE po katastrofie w Fukushima w 2011 r. O treści planów powiadamiana jest KE, która ma możliwość ich opiniowania. Obowiązek sporządzania planów był odpowiedzią na niezorganizowaną strukturę postępowania z radioaktywnymi odpadami na terenie UE, motywując państwa członkowskie do poprawy i dając KE narzędzia kontrolne. Należy zauważyć, że po wielu dekadach eksploatacji elektrowni jądrowych ilość odpadów radioaktywnych na terytorium Unii nie jest mała – zgodnie z raportem KE z 2019 r., w 2016 r. wynosiła 2,5 mln m³, z czego niecały 1 mln m³ jest przechowywany, a reszta unieszkodliwiana.

Wielkoskalowa energetyka jądrowa a SMR

Pomimo postulatów branży, polski ustawodawca nie zdecydował się na wprowadzenie do nowelizacji Specustawy regulacji dotyczących stricte SMR-ów. Propozycja wprowadzenia ich definicji legalnej została odrzucona z powodu wczesnego etapu rozwoju tych technologii. Podobne stanowisko zajęto odnośnie do propozycji uproszczenia procesu licencjonowania dla instalacji SMR – wskazano, że ze względu na brak wcześniejszych doświadczeń licencyjnych i eksploatacyjnych wprowadzenie szczególnych rozwiązań dla małych reaktorów nie oznaczałoby mniejszej ilości pracy Państwowej Agencji Atomistyki. Utrzymanie dotychczasowego procesu licencjonowania, tj. procesu skrojonego w istocie pod wielkoskalowe obiekty jądrowe, uznano za konieczne przynajmniej w przypadku inwestycji w pierwsze małe reaktory. Korzystne dla SMR-ów będzie jednak wprowadzone nowelizacją przesunięcie decyzji zasadniczej na początek procesu pozwoleńowego, co ograniczy ryzyka inwestycyjne, także dla tej technologii. Nie można jednak wykluczyć, że ambitne cele w zakresie rozwoju SMR-ów w Polsce i wiele toczących się prac badawczo-rozwojowych w tym zakresie wymuszą dostosowanie

otoczenia prawnego do potrzeby rynku. Choć zapewnienie większego bezpieczeństwa inwestycyjnego w przypadku SMR jest krokiem w dobrym kierunku, to może nie być wystarczające dla umożliwienia powszechnego zastosowania takich reaktorów w Polsce. Wydaje się w szczególności, że małe reaktory, których zbudowanie i wytworzenie potencjalnie będzie wiązać się z mniejszymi nakładami finansowymi i czasowymi, a także z mniejszym ryzykiem dla otoczenia, nie powinny przechodzić takiej samej ścieżki inwestycyjnej jak wielkoskalowe elektrownie jądrowe. Racjonalnym może być więc dostosowywanie w przyszłości wymogów prawnych do specyfiki tych obiektów.

”

Michał Piekarski, Baker McKenzie, Warszawa

Brak szczególnego prawa dla SMR-ów dotyczy nie tylko Polski ale całej UE. Ani prawo międzynarodowe ani europejskie nie wyklucza tej technologii, tylko po prostu nie zdążyło jeszcze nadać jej indywidualnych ram prawnych. W braku dedykowanych przepisów naturalne jest odpowiednie stosowanie traktatów międzynarodowych oraz europejskich i krajowych regulacji. Te jednak w wielu obszarach są przeskalowane i nie pasują do inwestycji o mniejszym oddziaływaniu niż klasyczna elektrownia jądrowa. Dlatego adaptacja przepisów na potrzeby SMR-ów, ich licencjonowania, lokalizacji i realizacji, nawet jeśli nie jest niezbędna do ich powstania, może być zasadna. W świetle aktualnej na kwiecień 2023 r. propozycji PEP2040 z 2,1 GW mocy zainstalowanej w SMR-ach do roku 2040, a więc co najmniej siedmioma funkcjonującymi reaktorami, zmiany przepisów wydają się pilniejsze i być może powinny przybrać kształt odrębnej ustawy o promowaniu wytwarzania energii z małych reaktorów jądrowych.

UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE

Wojciech Gałusz, Fota4Climate

Adam Błażowski, Fota4Climate

Każdy element aktywności człowieka oddziałuje na środowisko, a więc wymaga kontroli. W przypadku elektrowni jądrowych oceny tego oddziaływania dostarcza prawnie wymagana procedura, w ramach której sporządzany jest raport oceny oddziaływania na środowisko. To główny dokument opisujący inwestycję i zakres jej wpływu – to skomplikowany, liczący tysiące stron wolumin.

Najważniejszym, pozytywnym oddziaływaniem energetyki jądrowej jest to, że przyczynia się do ochrony klimatu i dekarbonizacji energetyki. Globalnie atom, produkując w stabilny sposób energię, co roku zapobiega emisjom prawie 1 Gt CO₂. To znacząca wartość, zwłaszcza że sumaryczne antropogeniczne emisje CO₂ to prawie 37 Gt na rok. Dość podobny wpływ będą mieć SMR-y, których budowa również będzie wymagać przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.

„Oddziaływanie” oznacza ono wpływ jednego elementu na inne. W zakresie ochrony przyrody istotne są jednak tylko **tzw. oddziaływania znaczące, czyli mające realny wpływ na całość ekosystemu lub któryś z jego elementów**. Oddziaływania nieznaczące nie są ujmowane w dokumentacji i nie są rozpatrywane przez organy administracji oraz instytucje ochrony środowiska.

Zgodnie z Ustawą OOŚ wyróżnia się oddziaływania:

- » bezpośrednie,
- » pośrednie,
- » wtórne,
- » skumulowane,
- » krótkoterminowe,
- » średnioterminowe,
- » długoterminowe,
- » stałe,
- » chwilowe,
- » pozytywne,
- » negatywne,
- » oddziaływania na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oraz integralność tego obszaru, a także wpływu na środowisko.

Ich definicje w większości są zgodne z intuicjami i nie wymagają szczegółowego omówienia. Warto jednak zwrócić uwagę, że oddziaływania krótkoterminowe ogranicza się zazwyczaj do dni, oddziaływania średnioterminowe do miesięcy, natomiast długoterminowe obejmują lata. Oddziaływania na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oznacza w praktyce oddziaływanie na gatunki czy siedliska, które w standardowym formularzu danych (SDF) uzyskały ocenę A, B lub C. Jest to o tyle istotne, że terenie jednej ostoi Natura 2000 może zostać odnalezionych wiele gatunków, a przedmiotem ochrony (z oceną A, B, lub C) będzie tylko jeden. W innych ostojach bywa tak, że wszystkie odnalezione gatunki uzyskały którąś z wymienionych ocen.



Przykładem pozytywnego oddziaływania elektrowni jądrowej są manaty karaibskie na Florydzie. Gatunek ten zagrożony w latach 70. XX w., dziś wykorzystuje strefy zrzutu ciepłej wody jako miejsce zimowania, co znacząco przyczynia się do zwiększenia liczebności populacji.

Oddziaływania w trakcie pozyskania paliwa jądrowego

Obecnie Polska nie zamierza pozyskiwać paliwa jądrowego we własnym zakresie ani też realizować jego wzbogacania. Oddziaływanie na środowisko na tym etapie zależy od metody wydobycia. Wydobycie metodą ługowania in situ w sposób znikomy wpływa na krajobraz, praktycznie nie powoduje emisji pyłu, za to nieprawidłowo prowadzone może być źródłem zanieczyszczenia wód gruntowych. Metoda polega na zatłaczaniu specjalnego roztworu i pobieraniu go z drugiej strony złoża w celu odzyskania uranu.

Przy wydobyciu metodą odkrywkową największe zagrożenie stanowią emisje pyłu, hałas, zajęcie terenu czy obniżenie lustra wód podziemnych (tzw. lej depresyjny wokół wyrobiska) oraz duża ilość składowanych skał płonnych. Przy wydobyciu podziemnym (głębinowym) najistotniejszym oddziaływaniem jest obniżenie lustra wód podziemnych. Sami pracownicy kopalni są narażeni na pył i podwyższoną radiację z uwagi na uwalnianie się ze skał gaz (radon).

Oddziaływania w trakcie realizacji inwestycji

Budowa elektrowni jądrowej w swej zasadniczej części niczym nie różni się od innych wielkoskalowych inwestycji. Jej oddziaływania na środowisko są podobne, jak w przypadku budowy innych elektrowni ciepłych czy podobnych dużych obiektów przemysłowych.

Na tym etapie podstawowymi oddziaływaniami będą emisje hałasu, pyłu i zanieczyszczeń gazowych oraz drgań, zanieczyszczenie światłem, zajęcie terenu, zniszczenie siedlisk przyrodniczych i siedlisk gatunków, obecność ludzi i maszyn oraz zmiana stosunków wodnych, w tym również okresowe zmętnienie.

Zakres i znaczenie każdego z oddziaływań zmienia się w zależności od uwarunkowań geograficznych terenu budowy: rodzaju podłoża, ukształtowania terenu, zasobów wodnych, szaty roślinnej czy innych czynników, dlatego na każdej budowie ich katalog i uszeregowanie pod względem istotności wygląda nieco inaczej.

Należy podkreślić, że na tym etapie brak jest jakichkolwiek oddziaływań specyficznych, czy też – według obiegowej opinii – mogących pojawić się w obrębie elektrowni jądrowej, w tym oddziaływania przez radioaktywność. Sytuacja taka wynika z powodu braku paliwa jądrowego na terenie budowy.

Oddziaływania w trakcie eksploatacji elektrowni jądrowej

W czasie pracy elektrowni jądrowej możemy wyróżnić kilka głównych rodzajów oddziaływań zakładu, spośród których jedno jest dla nich specyficzne:

- » oddziaływanie termiczne,
- » zajęcie terenu,
- » oddziaływanie budowli, w tym sieci elektroenergetycznych,
- » oddziaływanie na wody,
- » oddziaływanie światłem,
- » radiacja.

Najistotniejsze spośród wymienionych jest oddziaływanie termiczne. Pracujący zakład pozbywa się nadmiaru energii cieplnej na dwa sposoby: oddając energię do atmosfery lub zbiorników wodnych. W pierwszym przypadku odbywa się to przez chłodnie kominowe. Ciepło wraz z odparowaną wodą dostaje się do atmosfery, gdzie ulega ostatecznie rozproszeniu. Jest to metoda nie oddziałująca na zbiorniki wodne, ale za to mocno ingerująca w krajobraz i wymagająca nieraz znacznego poboru wody. W przypadku drugim odbywa się pobór wody ze zbiornika (jeziora, morza, rzeki), podgrzanie jej i zrzut z powrotem do zbiornika, gdzie następuje

rozproszenie energii cieplnej. Zaletą takiego rozwiązania jest wyższa skuteczność i znacznie mniejsza skala wpływu na krajobraz, jednak w przypadku źle zlokalizowanego obiektu oddziaływanie termiczne wody na odbiornik może ciągnąć się kilometrami.

W przypadku lokalizacji nadmorskich skala oddziaływania jest znacząco mniejsza, ze względu na rozmiar odbiornika, do którego oddawana jest energia cieplna. Warto nadmienić, że nawet podwyższona temperatura wody nie ma wpływu na to, czy elektrownia jest w stanie chłodzić swój reaktor. Ograniczenia niektórych obiektów w czasie niskiego stanu wody lub fali upałów wynikają stricte z pozwoleń wodnoprawnych, a nie warunków fizycznych. Często do takich ograniczeń można dostosować się odpowiednio rozbudowując system chłodzenia. Z uwagi na fakt, że w wielu krajach szczyty zapotrzebowania na energię elektryczną występują zimą, a nie latem, planuje się kampanie paliwowe i remonty lub często taniej jest po prostu jednostkę wyłączyć na krótki okres.

Na etapie eksploatacji zajęcie terenu jest znacząco mniejsze niż w trakcie budowy, gdyż place pomocnicze i montażowe tworzone na czas budowy nie są już potrzebne i mogą zostać zrekultywowane. Pod względem tego oddziaływania elektrownie jądrowe są rekordzistami w zakresie koncentracji produkcji energii na zajęтым terenie. Przykładowo, niemiecka elektrownia Grohnde o mocy 1360 MW i produkcji kilkunastu TWh rocznie zajmowała powierzchnię jedynie 24 ha.

Oddziaływanie budowli sprowadza się do możliwych kolizji z ptakami czy nietoperzami. W tym zakresie również elektrownia jądrowa, przynajmniej w pierwszych latach istnienia, może stanowić zagrożenie dla migrujących zwierząt. Jak każdy obiekt, gdzie przebywają ludzie, wytwarza ona również w niewielkiej ilości ścieki bytowe, które po oczyszczeniu są uwalniane do zbiorników wodnych.

Kolejnym oddziaływaniem jest uwalnianie do otwartej części systemu chłodniczego biocydów, dodatków antykorozyjnych oraz antyskalantów. Wszystkie te środki mają zapobiegać zarastaniu rur biofilmem i utrzymywać system wymienników ciepła w sprawności. Dodaje się je w ilości obliczonej tak, aby minimalizować wpływ na środowisko, oraz dobiera w ten sposób, aby możliwie szybko ulegały rozkładowi i nie kumulowały się w otoczeniu. Często są to podchloryn wapnia, ozon, nadtlenek wodoru czy inne związki chemiczne o krótkim okresie biologicznego rozpadu.

Oddziaływanie światłem wynika z konieczności stałego oświetlenia całego terenu elektrowni, za czym przemawiają względy bezpieczeństwa. Oddziaływanie to, do niedawna ignorowane, obecnie przyciąga uwagę naukowców i praktyków ponieważ okazuje się, że stałe oświetlenie zaburza rytm dobowy zwierząt w otoczeniu, zmienia ich zwyczaje, a także nieraz wpływa na metabolizm. Oddziałuje również na migrujące zwierzęta.



Wszystkie wymienione wyżej oddziaływania są niespecyficzne, tzn. że w ten sam sposób oddziałuje każda elektrownia cieplna – spalająca węgiel, gaz, biomasę.

Specyficznym, za to mającym znikomą zasięg oddziaływaniem elektrowni jądrowej jest radiacja. Ogranicza się ona do terenu tzw. wyspy jądrowej, czyli niewielkiej, specjalnie wydzielonej części zakładu. Poza nią, a także na terenach otaczających elektrownię, nie ma podniesionej radiacji. W czasie jej pracy odbywa się również znikoma emisja radionuklidów, a wielkość tej emisji jest ograniczona do dziesiątych części grama rocznie i składa się z izotopów w większości o okresie połowicznego rozpadu liczoną w pojedynczych dniach. Emisja ta nie ma żadnego wpływu na przyrodę, ludzi, otaczający teren i jej ujęcie w niniejszym tekście należy traktować jako ciekawostkę, a nie fakt o istotnym znaczeniu.

Oddziaływania w trakcie likwidacji elektrowni jądrowej




Likwidacja elektrowni jest procesem obowiązkowym i planowanym już na wczesnych etapach budowy obiektu. Plan likwidacji analizowany jest podczas wydawania zezwoleń na uruchomienie elektrowni, a jego ostateczną wersję tworzy się po ostatecznym rozładunku paliwa jądrowego. Najważniejszym elementem takiego planu jest zabezpieczenie pracowników oraz otoczenia przed oddziaływaniem materiałów promieniotwórczych. Co ważne, każdorazowo plan likwidacji opiera się na standardach wyznaczonych przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej.

Koszty likwidacji obiektu jądrowego pokrywa się ze specjalnego funduszu zasilanego ze sprzedaży wyprodukowanej energii. Oznacza to, że fundusze na ten cel są zagwarantowane już na etapie jej uruchomienia i będą dostępne w odpowiedniej ilości przy rozbiórce, o ile tylko elektrownia nie zostanie wyłączona przedwcześnie.

Proces likwidacji obiektu jądrowego jest często bardzo wydłużony. Wynika to stąd, że po ostatecznym usunięciu wysokoaktywnego paliwa jądrowego niektóre elementy wyspy jądrowej wykazują podwyższoną aktywność. Ta zaś w ciągu kilkunastu lat maleje do ilości promieniowania, co znacznie obniża koszty. Rozbiórka takiej „wygaszonej” elektrowni nie różni się wtedy znacznie od likwidacji elektrowni węglowej.

Radiacja i jej wpływ na środowisko

Oddziaływanie promieniowania jonizującego na organizmy żywe ma miejsce przede wszystkim na poziomie komórkowym i subkomórkowym. Możemy wyróżnić trzy główne fazy:

-  **Faza fizyczna**
w jej trakcie ma miejsce absorpcja energii promieniowania. Zachodzi jonizacja i wzbudzenie atomów, pojawiają się wolne elektrony.
-  **Faza chemiczna**
powstałe wcześniej produkty reagują z cząsteczkami chemicznymi wewnątrz komórek. Powstają wolne rodniki i inne aktywne cząsteczki, które działają jak biologiczne pociski, uszkadzając struktury wewnątrzkomórkowe, z którymi mają kontakt.
-  **Faza biologiczna**
dalsze procesy biochemiczne.

Przy niewielkiej ilości uszkodzeń większość może zostać szybko naprawiona. Po przekroczeniu zdolności naprawczych kolejne uszkodzenia pojawiają się kaskadowo, co ostatecznie kończy się śmiercią komórki. Gdy liczba umierających komórek jest znaczna, szczególnie w istotnych narządach, następuje śmierć organizmu. Z tego powodu bardzo ważna jest nie tylko długość ekspozycji na promieniowanie, ale przede wszystkim całkowita przyjęta dawka.

Czasami w dyskusjach pojawia się hipoteza hormezy radiacyjnej – postulowany korzystny wpływ małych dawek promieniowania jonizującego na organizmy żywe. Brak jednak jednoznacznych dowodów na istnienie takiego zjawiska.

Składowiska materiałów radioaktywnych oraz ich oddziaływanie na środowisko

Przechowywanie wypalonego paliwa jądrowego bez żadnych zabezpieczeń jako luźnego materiału stwarzałyby dwa podstawowe zagrożenia:

- » **radiację** (promieniowanie jonizujące) pochodzące z uranu oraz części produktów rozpadu,
- » **toksyczność** wynikającą z tego, że w skład wypalonego paliwa jądrowego wchodzi metale ciężkie, oddziałujące na organizmy żywe podobnie jak na przykład ołów.

Z powyższego powodu paliwo jądrowe jest przechowywane w specyficzny sposób. Zabezpiecza się je wielowarstwowo, aby uniknąć uwolnienia do środowiska, a emisje promieniowania ograniczyć do bezpiecznego minimum. Na terenie wyłączonych elektrowni czasami składowane są wypalone paliwa jądrowe, które wcześniej kilka lat składowano w specjalnych basenach aż do chwili, gdy poziom jego aktywności pozwalał na tzw. suche składowanie. Taki skład jest tymczasowy i nie wiąże się z żadnym znaczącym oddziaływaniem na otoczenie, a pracownicy nie muszą korzystać ze specjalnych zabezpieczeń.

W Polsce nie przewiduje się przechowywania wypalonego paliwa jądrowego poza elektrowniami. Na terenie kraju ma za to powstać nowe składowisko materiałów średnioaktywnych oraz ostateczne składowisko dla wypalonego paliwa. Będzie podobne do znajdującego się w Różanie, które od lat skutecznie i w sposób bezpieczny dla otoczenia gromadzi takie odpady z medycyny i przemysłu.



Reaktory jądrowe mogły powstawać całkowicie spontanicznie w przyrodzie

Na Ziemi było to możliwe około 2 mld lat temu, ponieważ skład izotopowy uranu pozwalał wtedy na spontaniczne rozszczepienie jąder atomowych w obecności moderatora, jakim jest woda. Niedaleko miejscowości Oklo w Gabonie odkryto ślady aż 16 takich „naturalnych reaktorów”, gdzie po przeanalizowaniu dystrybucji pierwiastków i izotopów stwierdzono znikome rozproszenie produktów rozpadu. Taki naturalny eksperyment potwierdza przekonanie ekspertów co do głębokiego geologicznego składowania odpadów jądrowych jako właściwego rozwiązania. Obecnie taka instalacja uruchamiana jest w Finlandii, w miejscowości Onkalo.

Katastrofy i awarie

Prawo krajowe i porozumienia międzynarodowe obligują Polskę do sporządzania raportu środowiskowego dla obiektu jądrowego. Dotyczy to tak samo dużych elektrowni, jak i mniejszych obiektów jądrowych w tym planowanych SMR-ów. Jak zostało wyżej zaznaczone, konwencja z Espoo obliguje wykonawców projektów do przeprowadzenia procesu konsultacji międzynarodowych ze wszystkimi krajami, na które wpływ może mieć dany obiekt. W przypadku Polski oznacza to również konsultacje z krajami programowo antyatomowymi, takimi jak Niemcy czy Austria.

Polska jako strona potencjalnie narażająca ma obowiązek rozpatrzenia i uzgodnienia uwag otrzymanych w trakcie konsultacji transgranicznych. Proces ten wydłuża proces wydania stosownych decyzji administracyjnych, ale też pozwala na dodatkowe zwiększenie bezpieczeństwa obiektów jądrowych.

Ponieważ skutki potencjalnej awarii mogą być transgraniczne, projekt i wykonanie elektrowni jest szczegółowo opiniowany przez międzynarodowe organizacje eksperckie, takie jak MAEA. W kwestii bezpieczeństwa pracy elektrowni i w oparciu o wszystkie wcześniejsze awarie podobnych obiektów opracowano podejście tzw. obrony w głąb, czyli szereg decyzji, m.in. projektowych i konstrukcyjnych, których efektem jest wielowarstwowa, często nadmiarowa i uzupełniająca się ochrona pracowników i otoczenia obiektu przed skutkami potencjalnej najgorszej katastrofy. W efekcie obiekt jądrowy i jego bezpieczeństwo nie są nigdy zależne od pojedynczej warstwy bezpieczeństwa, która może zawieść na skutek błędu ludzkiego lub zdarzenia losowego.

Symulacje skażenia na wypadek katastrofy w danym obiekcie jądrowym są czysto hipotetyczne i nie wynika z nich faktyczne zagrożenie. Przykładowo, nowoczesne reaktory PWR w żadnym realnym scenariuszu nie są w stanie doprowadzić do emisji całego paliwa jądrowego do wyższych partii atmosfery, ponieważ posiadają obudowy bezpieczeństwa oraz inne zabezpieczenia.

Dla kontrastu, katastrofa w elektrowni jądrowej Fukushima Daiichi była następstwem tragicznego w skutkach tsunami Tohoku, które zabiło ponad 18 tys. osób. Należy zwrócić uwagę na to, że potrójne stopienie rdzenia i eksplozje wodoru są niewątpliwie przykładem najgorszego scenariusza awarii, jaki teoretycznie może wydarzyć się w nowoczesnych jednostkach PWR. Uwolnienie znaczącej ilości radionuklidów spowodowało trwałe wysiedlenie okolicznych mieszkańców, a do dziś około 300 km² strefy jest trwale wykluczone z użytkowania.

Pomimo tak dużych rozmiarów katastrofy **nikt postronny nie otrzymał dawki promieniowania groźnej dla zdrowia, a wpływ na środowisko naturalne był stosunkowo niewielki**, włączając w to organizmy żyjące w wodach otaczających elektrownię. Choć początkowo śladowe ilości radionuklidów wykryto w produktach żywnościowych z prowincji, to dzięki sprawnym działaniom japońskiego rządu tamtejsza żywność jest dzisiaj bezpieczna do spożycia. Planuje się zrzut oczyszczonej wody do oceanu, i choć zawiera ona śladowe ilości trytu, to stężenia te ostatecznie będą niższe niż dopuszczalne wieloma normami w wodzie pitnej.

UWARUNKOWANIA SPOŁECZNE

prof. dr hab. Andrzej Rychard, PAN

W świetle badań CBOS w maju 2021 r. przeciwnikami budowy elektrowni jądrowych było 45 proc. Polaków, a 39 proc. opowiadało się za taką inwestycją. Natomiast **w grudniu 2022 r. odsetek tych pierwszych spadł do 13 proc., podczas gdy zwolenników wzrósł do 75 proc.**⁹¹. To niespotykana w swej skali i prędkości zmiana poglądów – w latach 2011–2021 ogólne poparcie dla atomu utrzymywało się w przedziale 34–40 proc., a drugi najwyższy poziom (50 proc.) osiągnęło w 2009 r. Rodzi to pytania o to, czy wynik ten może być podstawą do przesądzenia o aprobachie Polaków dla energetyki jądrowej, czy na obecnym entuzjazmie można budować strategię pozyskiwania poparcia dla atomu, a także czy zmienność społecznych opinii sprawia, że można je kształtować.

Wzrost poparcia dla atomu kontrastuje z danymi dotyczącymi poparcia Polaków dla transformacji energetycznej, szczególnie szybszej, niż wynika to z celów UE. Z badania przeprowadzonego przez CBOS w lutym 2023 r. wynika, że osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. chce 38 proc. respondentów, z czego 21 proc. twierdzi, że powinno to nastąpić wcześniej. To znacznie gorszy wynik niż w 2021 r., gdy odsetki te wynosiły odpowiednio 48 i 27 proc. Z 43 do 55 proc. wzrosła zaś liczba uważających, że Polska powinna dążyć do tego celu w swoim tempie, a z 9 do 7 proc. zmalał odsetek niezdecydowanych. W 61-proc. za neutralnością w 2050 r. opowiadają się mieszkańcy największych miast, a w 50-proc. ludzie do 24 roku życia. Tylko 29 proc. tych ostatnich chce przy tym, by została ona osiągnięta wcześniej.

Jednocześnie **23 proc. badanych uważa, że w perspektywie 10–20 lat wytwarzanie energii powinno opierać się głównie na krajowych zasobach węgla kamiennego** (wzrost o 4 pkt. proc. od 2021 r.). 70 proc. popiera jednak stopniowe odchodzenie od tego surowca (spadek o 4 pkt. proc.). Co istotne, dla 63 proc. badanych (wzrost o 12 pkt. proc.) kluczowa w zakresie tempa transformacji jest cena energii, dla 48 proc. dbałość o środowisko (wzrost o 5 pkt. proc.), a dla 44 proc. uniezależnienie się od Rosji. Jedynie 11 proc. osób wskazało na politykę Unii i zobowiązania międzynarodowe Polski.

Czy wierzyć w atomowy entuzjazm?

Stopień aprobaty lub odrzucenia energetyki jądrowej przez opinię publiczną w mniejszym stopniu zależy od czynników związanych z samym atomem, a w większym od czynników zewnętrznych. U podstaw odnotowanego w badaniach wzrostu poparcia leży przede wszystkim poczucie zagrożenia dla polskiego bezpieczeństwa energetycznego wywołane polityką Rosji, a szczególnie jej agresją na Ukrainę⁹². Oznacza to, po pierwsze, że dla oceny stopnia poparcia energetyki jądrowej istotna jest rola szerszego kontekstu, niezwiązanego bezpośrednio z samym sektorem energii. Po drugie, energetyka jądrowa jest postrzegana nie tylko poprzez pryzmat technologii, lecz także poprzez to, jakie są społeczne aspekty podejmowania decyzji oraz kto w nich uczestniczy⁹³. **Dynamika postaw nie oznacza, że łatwo można na nie wpływać.** W przypadku czynników zewnętrznych, niezwiązanych wprost z atomem, kluczowe znaczenie ma to, na ile są one kontrolowalne i kształtowane przez politykę krajową, w tym politykę informacyjną, a na ile są parametrami, do których trzeba się dostosować. W dalszej części analizy wskazujemy czyn-

niki mogące wpływać na poparcie lub odrzucenie planów budowy elektrowni jądrowych oraz wynikające z nich rekomendacje. Będą to:

- » generalne poczucie zagrożenia i niepewności (sfera informacyjna),
- » konkretne interesy/obawy grupowe i instytucjonalne (sfera społeczno-polityczna).

Jak sobie radzić z niepewnością?

Wyniki dotychczasowych badań nie zachęcały polityków do przyspieszenia rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Przeciwników atomu ubywa, ale od 2011 r. (czyli od katastrofy w Fukushimie) wciąż ich liczba jest znaczna. Stosunek do energetyki jądrowej jest w dużej mierze kształtowany przez opinie na temat nowoczesności i bezpieczeństwa dostępnych technologii oraz kompetencji osób, które miałyby je obsługiwać. Wraz z rozwojem technologii jądrowych odsetek zwolenników powinien więc rosnąć.

W listopadzie 2020 r. MKiŚ odnotowało 62,5 proc. zwolenników budowy elektrowni jądrowych w Polsce. To sporo więcej niż w wspomnianym badaniu CBOS z maja (39 proc.). Wyników tych nie można wprost ze sobą porównywać, gdyż nie wiadomo m.in., czy próba do badań ministerialnych była w pełni losową reprezentacją, tak jak to czyni CBOS. Tym niemniej nie można wykluczyć, że w tym przypadku zachodzi fluktuacja poparcia, co czyni jeszcze trudniejszym jego przewidywanie i monitorowanie oraz ogranicza możliwość wpływania na jego poziom. Uprawnioną konkluzją jest więc wniosek o sporej niepewności społecznej w kwestii stosunku do energetyki jądrowej.

Taka niepewność nie jest zjawiskiem nowym. Występowała ona m.in. w trakcie kryzysu związanego z pandemią COVID-19, z czym w różnym stopniu radzono sobie poprzez politykę informacyjną. Wiele wykonanych wówczas analiz (np. przez Interdyscyplinarny Zespół ds. COVID-19 przy Prezesie PAN)⁹⁴ wskazywało, że kluczowy dla redukcji niepewności jest poziom zaufania do organów państwa. W Polsce zaufanie zarówno do nich, jak i innych ludzi jest relatywnie niższe niż w innych krajach UE i różne w zależności od typu instytucji. To zaś tworzy trudny kontekst także dla polityki i rekomendacji dotyczących energetyki jądrowej.

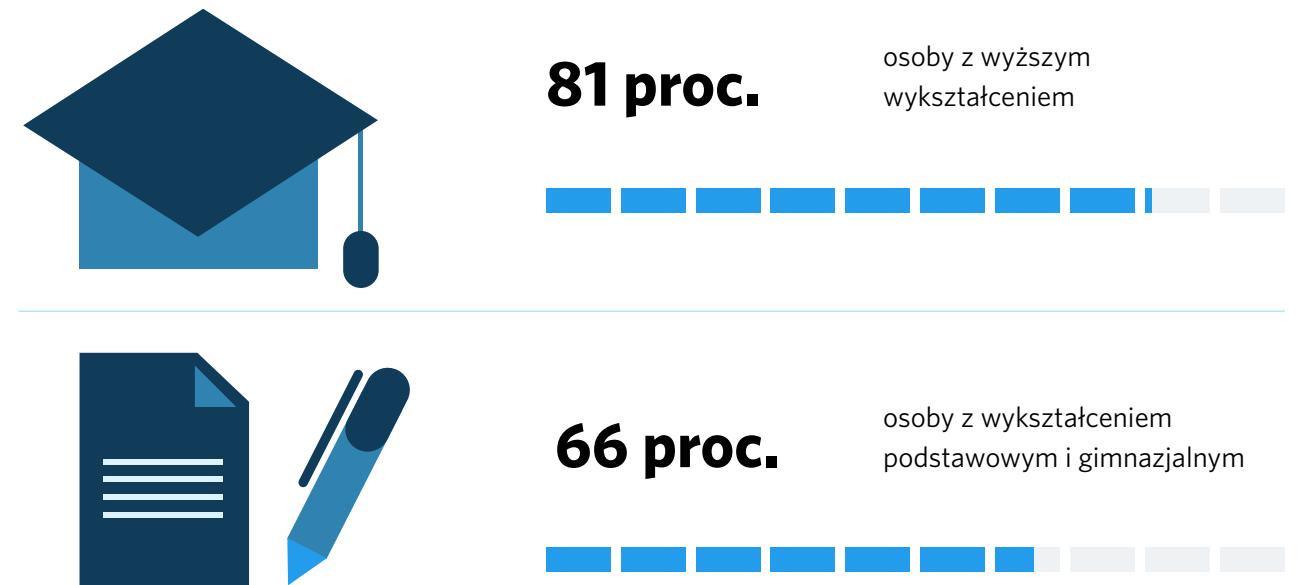
Tym niemniej są czynniki nieco łagodzące niepewność w kontekście poparcia dla energetyki jądrowej. Badanie CBOS z września 2022 r. wykazało, że obecnie głównym źródłem obaw Polaków są drożyzna, wojna i choroby⁹⁵. Co prawda w zestawie odpowiedzi nie było możliwości wskazania elektrowni jądrowych, ale można sądzić, że w świetle wzrostu aprobaty wobec atomu nie byłby on jednym z głównych źródeł obaw. Jednocześnie **jako jedno z pięciu głównych źródeł niepokoju 15 proc. respondentów wskazało zmiany klimatu.** To tylko o 1 pkt proc. mniej niż w przypadku utraty pracy i o 2 pkt proc. mniej niż w przypadku braku towarów w sklepach. Oznacza to, że wiele z zagrożeń, które do niedawna były dalekie i abstrakcyjne (np. wojna, epidemie, klimat), staje się konkretne i bliższe codzienności. Nie można wykluczyć, że niebawem i atom będzie oceniany przez pryzmat bliskich zagrożeń. Póki co jednak nie jest postrzegany w tych kategoriach.

Potencjalną niepewność co do skali poparcia dla atomu w Polsce zmniejsza też odnotowana przez CBOS aprobatą dla lokalizacji elektrowni jądrowej blisko miejsca zamieszkania respondenta. W listopadzie 2022 r. takie rozwiązanie popierała ponad połowa badanych (54 proc.). Nadal wprawdzie więcej osób popiera atom „w kraju” niż blisko siebie, ale wzrost aprobaty

dla lokowania reaktorów nawet blisko miejsca zamieszkania jest ogromny – w maju 2021 r. była ona aż o 30 pkt. proc. niższa. Tym samym redukcji ulega zjawisko tzw. NIMBY (ang. Not In My Back Yard na Backyard), czyli sprzeciwiania się realizacji inwestycji w najbliższym sąsiedztwie respondenta, mimo braku zaprzeczenia o potrzebie jej realizacji w ogóle.

Jednocześnie poparcie dla energetyki jądrowej rośnie wraz z wykształceniem: wynosi 81 proc. wśród osób, które ukończyły szkołę wyższą, i 66 proc. u badanych z wykształceniem podstawowym lub gimnazjalnym.

POPARCIE DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE CBOS.

Powyższe ma kluczowe znaczenie dla budowy poparcia dla atomu w Polsce. Skoro różne badania pokazują, że władze lokalne cieszą się relatywnie większym zaufaniem niż centralne, **warto, by stały się potencjalnym sojusznikiem idei rozwoju elektrowni jądrowych w Polsce, zwłaszcza że społeczne przyzwolenie na lokalizację takiej elektrowni blisko miejsca zamieszkania rośnie.** Władze te powinny uczestniczyć w dialogu społecznym na ten temat, mówić o lokalnych warunkach i źródłach ewentualnych lęków oraz obaw, a także o potencjalnych benefitach dla danej społeczności wynikających z pobliskiej lokalizacji elektrowni.

Poza czynnikami o charakterze zewnętrznym i kontekstowym, na omawianą niepewność wpływają też lęki związane z samą energetyką jądrową. Są to generalne obawy o katastrofy i zagrożenia środowiskowe⁹⁶. Kieruje to społeczną uwagę ku kwestiom ekologicznym, w których stanowisko ważnych aktorów społecznych jest niejednoznaczne. W ślad za tym dla redukcji niepewności kluczowe jest zaufanie do polityki informacyjnej.

Na skuteczność działań w tym zakresie wpływ mają m.in. takie czynniki:

- » **Stosunek do atomu cechuje się sporą dynamiką zmian poparcia i odrzucenia, zależną głównie od czynników (w tym zagrożeń) zewnętrznych.** Mają one przede wszystkim charakter kontekstowy, często niezależny od naszego wpływu. W efekcie siła oddziaływania polityki informacyjnej jest mocno ograniczona. Nie powinno to jednak prowadzić do bierności informacyjnej, a raczej do takiego formułowania, w którym przekaz będzie budowany jasno i powiąże zagrożenia zewnętrzne (np. wojna zakłócająca bezpieczeństwo energetyczne) z zasadnością rozwoju energetyki jądrowej.
- » **Obecnie mamy do czynienia z pluralizmem polityk informacyjnych.** „Centralnie” podejmowane działania w tym zakresie są tylko jednym ze źródeł przekazu i to niekoniecznie najbardziej skutecznym. Założenie to wymusza realistyczne planowanie przeznaczanych na nie funduszy. Wynika ono też z doświadczeń – przykładowo, badania przeprowadzone w 2020 r. w trakcie pandemii COVID-19 wykazały, że w Polsce za najbardziej wiarygodne źródła przekazu uznawano nie te rządowe i specjalistów, lecz najbliższe respondentowi, czyli rodzinę i znajomych. Warto odnotować, że spośród 26 badanych krajów z całego świata jedynie w Polsce to nie specjaliści systemu ochrony zdrowia uznawani byli za najbardziej godne zaufania źródło informacji⁹⁷. Potwierdza to też rolę czynników lokalnych w polityce informacyjnej oraz potencjał sieci najbliższych kontaktów oraz potencjalnie samorządów. Tam, a także w nieformalnych strukturach i sieciach informacyjnych (np. w mediach społecznościowych), jest potencjał zaufania, nawet jeśli media nie zawsze promują postawy racjonalne.

Aby zyskać zaufanie do takiego procesu jak rozwój energetyki jądrowej, polityki informacyjne muszą być uczciwe. Nie powinny być oparte na monologu, etykietowaniu oponentów ani na przekazie jednokierunkowym⁹⁸. Wymagają one też akceptacji odmienności poglądów (szczególnie tych racjonalnych i uprawnionych). W ślad za tym polityka informacyjna nie może zawierać w sobie „szufladkowania” osób o odmiennym stanowisku, lecz musi zakładać próbę zrozumienia jego genezy. Doświadczenia pandemii wskazują, że tą ostatnią są na ogół bardzo proste i łatwe w stosowaniu odpowiedzi redukujące niepewność, np. że zagrożenia pandemicznego w ogóle nie ma, więc nie należy się przed nim chronić. Z oponentami zawsze należy prowadzić dialog, którego celem powinno być ich zrozumienie. Badacze zwracają uwagę na niedostatki polityki informacyjnej o indoktrynacyjnym charakterze, realizującej w istocie model *soft power* stojącej w sprzeczności z *democracy energy*⁹⁹.

Atom i polityka. Kto za, kto przeciw?

Skuteczne polityki informacyjne powinny uwzględniać wielość aktorów oraz ich interesów, obaw, nadziei. W publicznym dyskursie występuje tendencja do typowej dla *soft power* techniki kooptyacyjnej przez internalizację wartości, narzucanie pewnych norm jako „neutralnych”¹⁰⁰. To w istocie technokratyczny mechanizm prowadzący do „odpolitycznienia” i „odpublicznienia” procesów podejmowania decyzji, który zamazuje mapę społecznych interesów i utrudnia identyfikację pozycji poszczególnych aktorów życia zbiorowego¹⁰¹. Tymczasem nowoczesne podejście *technology assesment* porzuca paradygmat technokratyczno-eksperckie, na rzecz podejścia deliberatywnego, z silnymi elementami obywatelskiego uczestnictwa¹⁰². **Oznacza to, że po pierwsze, powinna istnieć prawdziwa debata, a po drugie, że głos w niej powinni mieć nie tylko eksperci, ale też zwykli obywatele.** Takie podejście, szczególnie w warunkach sporej niepewności, wydaje się nie budzić wątpliwości – interesy i obawy trzeba ujawniać, a nie zakładać, że ich nie ma i że wystarczy głos ekspertów. Istnieje jednak uzasadniona obawa, że nabierające w Polsce znaczenia mechanizmy centralizacyjne będą promować podejście

technokratyczno-eksperckie, sytuujące zwolenników atomu jako „racjonalnych”, a jego przeciwników jako „nieracjonalnych”. Władze mogą więc próbować lokować spór raczej w płaszczyźnie wiedzy i racjonalności niż w płaszczyźnie uzasadnionych różnic interesów, które mają prawo być artykułowane.

Spór o atom może stać się zakładnikiem specyfiki polskiej polityki, w tym jej polaryzacji. Problemem może być też nie tylko próba depolityzacji z natury politycznego procesu decyzji, jakim jest decyzja o rozwoju energetyki jądrowej. Generalnie często mamy do czynienia ze złym lokowaniem polityki: depolityzuje się to, co z natury polityczne jest (np. spory o priorytety inwestycyjne), i jednocześnie polityzuje się to, co powinno poza polityką pozostać, np. próbując kontrolować politykę kadrową w gospodarce czy życie prywatne. Państwo i polityka abdykują stamtąd, gdzie są potrzebne, a wkraczają często tam, gdzie są zbędne. Jednocześnie jeśli już jakaś kwestia znajduje się w sposób uprawniony w polu polityki, to bywa, że jest to polityka szczególna, oparta na silnej polaryzacji, która w ostatnich latach uległa radykalnemu zwiększeniu. Od dawna zwraca się bowiem uwagę (np. Jadwiga Staniszkis) na wręcz dychotomiczny, dualistyczny podział leżący u podłoża polskiej polityki, gdzie dominuje raczej wymiar moralny, każący wybierać między „dobrym” a „złym”, a nie identyfikować pluralistycznie zróżnicowane interesy. I w taką też politykę może wpaść spór o atom. Tymczasem dotyczące go zagadnienia powinny stanowić w istocie „politykę apolityczną”, której zaprzeczeniem jest definiowanie jej zwolenników jako „dobrych”, a przeciwników jako „złych”.

Problem polityczności sporu o atom dodatkowo potęguje to, iż decyzja o jego rozwoju oraz związane z tym spory są naturalnymi elementami polityki w sensie głębszym. Jednocześnie powinny być one „oddzielone” od polityki rozumianej jako codzienna walka między ugrupowaniami. Wybór, przed jakim stoi polski rząd, nie ma bowiem charakteru stricte politycznego, lecz cywilizacyjny, a jego skutki będą odczuwalne przez lata. W ślad za tym takie decyzje muszą mieć charakter „ponadkadencyjny” i nie powinny być krępowane przez doraźne kampanie wyborcze. Przed wszystkimi aktorami potencjalnie uczestniczącymi w debatach na temat atomu wymaga to więc rozdzielenia tej debaty od codziennej polityki partyjno-wyborczej i ulokowania jej w ramach polityki w głębszym sensie, jako deliberacji z udziałem różnych interesariuszy, nie tylko formalnych polityków i ekspertów.

Identyfikacja mapy społecznych podziałów i aktorów o różnym stopniu poparcia dla atomu jest trudna. Po pierwsze, wynika to ze sporej niepewności będącej zjawiskiem, która nie ogranicza się tylko do kilkunastu procent osób niemających zdania na temat energii jądrowej¹⁰³. Po drugie, społeczne opinie cechują się dużą dynamiką, gdyż ludzie zmieniają zdanie bardziej pod wpływem czynników zewnętrznych niż z powodu nabrania przekonania do słuszności pewnych rozwiązań. W procesie identyfikacji aktorów warto wyodrębnić grupy społecznie „widoczne” i nazwane tak, aby można kierować do nich dedykowane im polityki informacyjne lub też, by sami mogli takie polityki współtworzyć. To zaś jest procesem na ogół skomplikowanym.

Polityka informacyjna, czy nawet samo uwzględnianie w niej społecznych obaw, nie powinno dotyczyć tylko przeciwników rozwoju energetyki jądrowej. Wśród zwolenników atomu jest bowiem duża grupa osób deklarujących wobec niego obawy – badania wskazują, że ich odsetek wynosi 51 proc. osób popierających¹⁰⁴. W tym przypadku nie zachodzi więc prosty podział na osoby „za” i „przeciw”, gdyż spora część będących „za” zgłasza jednak swoje obawy, które należy brać pod uwagę w polityce informacyjnej.

W odniesieniu do czynników społeczno-demograficznych, zwolennikami atomu częściej są mężczyźni (87 proc.) niż kobiety (64 proc.). Wśród nich więcej osób jest z dużych miast (ponad 80 proc.) niż ze wsi (poniżej 70 proc.) i częściej ma wyższe wykształcenie (81 proc.) niż podstawowe (66 proc.). Te i o zbliżonym charakterze różnice są zauważalne, niekiedy nawet spore, ale nie dramatyczne. Raczej widoczne jest generalne społeczne przyzwolenie w różnych grupach społecznych niż jakiś zasadniczy podział.

W budowie poparcia dla energetyki jądrowej zasadnicze znaczenie ma to, jak bardzo jest ono silne, a także które ewentualnie grupy społeczne mogą zmienić swoje podejście jako pierwsze w sytuacji zmiany generalnej akceptacji. Skala tego drugiego zjawiska jest wprawdzie trudna do przewidzenia, ale i tak musi być brana pod uwagę. Brak znaczących społecznych różnic w mapie poparcia dla atomu wskazywałyby na to, że byłoby ono wycofywane w miarę równomiernie. Zresztą generalnie ta mapa pokrywa się z poparciem dla transformacji energetycznej w Polsce. Notabene poparcie dla tej ostatniej jest warunkowe i wycofywane, jeśli zwiększa ryzyko popadnięcia w ubóstwo energetyczne¹⁰⁵.

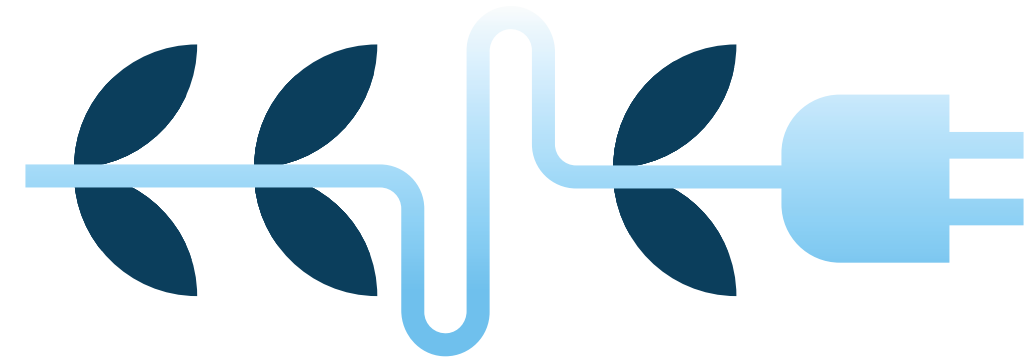
Istotną rolę odgrywają środowiska ekologiczne. Są one dobrze zinstytucjonalizowane i aktywne, dzięki czemu ich głos jest słyszalny. W oczywisty sposób wspierają transformację energetyczną. Nie znaczy to jednak, że jest to środowisko wyraźnie wspierające rozwój energetyki jądrowej. Przeciwnie, badania prowadzone w marcu 2021 r. w województwie karpackim i lubelskim (próba typu snowball, a więc nie losowa) wskazały, że respondenci o proekologicznym nastawieniu byli bardziej krytyczni wobec energetyki jądrowej¹⁰⁶. Zbliżone stanowisko prezentuje Greenpeace, które od dawna oponuje przeciwko budowie elektrowni jądrowych w Polsce. Wydaje się jednak, że zarówno osoby o nastawieniu proekologicznym, jak i organizacje działające w tym obszarze mogą być – pod pewnymi warunkami – potencjalnymi sprzymierzeńcami w rozwoju atomu. Ważna jest tu ich akceptacja dla transformacji energetycznej (o ile nie zwiększa ryzyka ubóstwa energetycznego). Jeśli więc udałoby się zminimalizować ich obawy w tym zakresie (np. dotyczące bezpieczeństwa, zagrożeń dla środowiska), atom miałby szansę być przez te środowiska postrzegany jako „mniejsze zło” niż węgiel¹⁰⁷. Akceptacji takiej zapewne sprzyjałoby zagrożenie ograniczeniem dostępu do energii generowanej przez źródła tradycyjne (np. braki energii elektrycznej). To zresztą czynnik, który mógłby sprzyjać akceptacji dla atomu nie tylko w środowiskach szczególnie proekologicznych, ale generalnie wśród obywateli. A takie zagrożenia w dostępie do energii nie są nierealne, jeśli weźmie się pod uwagę przestarzały stan polskiej infrastruktury energetycznej.

Poparcia dla budowy elektrowni jądrowych można też poszukiwać w biznesie, który z uwagi na konieczność dekarbonizacji swojej działalności mógłby być kluczowym odbiorcą wytwarzanej w nich energii elektrycznej.

Podsumowanie

Jakiegokolwiek działania informacyjne mające na celu dotarcie do społeczeństwa i istotnych aktorów powinny uwzględniać dużą dynamikę postaw wobec atomu, która dodatkowo jest w sporym stopniu zależna od czynników niezależnych od energetyki jądrowej. Wobec zmiennego otoczenia informacyjnego rozbieżności interesów i skali obaw niezbędna jest akceptacja równouprawnionego pluralizmu postaw i zachowań. Wobec wielości aktorów należy się też liczyć z potencjalnie ograniczoną skutecznością polityk informacyjnych, dla powodzenia których ważne są warunki dialogu, a nie centralnego monologu.

Obecne przyzwolenie dla atomu jest spore, ale jego losy niepewne. Dla budowy skutecznych polityk informacyjnych i rekomendacji bardzo ważni są aktorzy lokalni, tacy jak samorządy, a także organizacje trzeciego sektora. Istotny potencjał jest też w organizacjach i środowiskach proekologicznych, mimo ich obecnego dystansu wobec energetyki jądrowej.





03

Scenariusze rozwoju energetyki jądrowej w Polsce do 2040 r.

Dominik Brodacki, Polityka Insight

Aby określić perspektywy rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, opracowaliśmy trzy scenariusze uwzględniające różny zakres krajowych inwestycji w tym obszarze. W odniesieniu do każdego przeanalizowaliśmy uwarunkowania omówione w rozdziale drugim i na ich podstawie wskazaliśmy główne czynniki, które będą determinować tempo, skalę i sposób budowy reaktorów. Analizie poddaliśmy również szerszy kontekst – sposób, w jaki wdrożenie technologii jądrowej wpisuje się w krajową transformację energetyczną. Jak zatem atom może zostać zaszczerpiiony w Polsce?

Scenariusz:

- 1 Minimalny:** W Polsce zrealizowane zostaną tylko jądrowe projekty konwencjonalne przewidziane w PPEJ i aktualnie obowiązującej PEP2040. Będą to zatem dwie elektrownie jądrowe o mocy 6–9 GW. W każdej z nich zostaną zamontowane po trzy jednostki typu PWR o mocy ponad 1GW. Budowa pierwszego reaktora o mocy 1,1 GW ruszy w 2026 r. i zakończy się w 2033 r. Równocześnie będą powstać dwa kolejne reaktory EJ1, które zgodnie z obecnymi planami rządu rozpoczną pracę w 2035 i 2037 r. W 2032 roku rozpocznie się zaś budowa EJ2 – pierwszy reaktor ruszy w 2039 r., drugi w 2041 r., a trzeci w 2043 r. Z czasem porzucony zostanie pomysł wykorzystania SMR-ów.
- 2 Zbalansowany:** W Polsce zrealizowane zostaną trzy jądrowe projekty konwencjonalne – te wymienione w scenariuszu minimalnym oraz elektrownia jądrowa w Pątnowie – oraz część projektów SMR. Na pojedyncze inwestycje w te ostatnie pozwolą sobie tylko największe krajowe grupy (m.in. ORLEN Synthos Green Energy), a pozostałe firmy porzucą zamiar ich budowy głównie ze względu na wysokie koszty oraz trudności administracyjne.
- 3 Atomizacja Polski:** W Polsce zostaną zrealizowane wszystkie zaplanowane obecnie projekty konwencjonalne, czyli trzy wymienione powyżej, a także kilkadziesiąt SMR-ów, które zostaną wybudowane zarówno przez duże grupy kapitałowe, jak też przez mniejszych inwestorów polskich i zagranicznych.

Każdy scenariusz bazuje na niezmiennych założeniach, których zaistnienie warunkuje jakiegokolwiek inwestycje w polski atom. Kluczowe z nich to przynajmniej częściowa kontynuacja polityki energetycznej na przestrzeni lat, w tym utrzymanie przez kolejne rządy przychylności dla energetyki jądrowej i kierunków jej rozwoju. Drugi warunek to utrzymanie względnie przychyłnej polityki UE wobec atomu, co jest istotne z punktu widzenia możliwości pozyskania finansowania na tego typu projekty. Trzeci to nasilające się ryzyko powstania w latach 30. luki podażowej w polskiej energetyce, czyli wzrostu zużycia energii elektrycznej przy spadku jej podaży ze źródeł krajowych. Będzie ona zwiększać zależność Polski od importu energii elektrycznej z innych państw, a więc i koszt jego zakupu przez odbiorców końcowych. Taka perspektywa postawi rząd przed koniecznością masowych inwestycji w krajowy park wytwórczy. Czwarte założenie to pełne wdrożenie pakietów Fit for 55 i REPowerEU, które przyspieszą transformację energetyczną w całej Unii. Emitowanie CO₂ będzie coraz kosztowniejsze, a korzystanie z zielonej energii coraz bardziej opłacalne. Dla Polski będzie to oznaczać konieczność szybszego odejścia od węgla w energetyce i to w warunkach coraz bardziej ograniczonej możliwości stosowania gazu jako przejściowego źródła energii.

1

Scenariusz minimalny



Aspekt finansowy

Pełne koszty budowy elektrowni jądrowej nie są możliwe do oszacowania. Wynika to m.in. z tajemnic handlowych właścicieli technologii oraz jej wykonawców i podwykonawców, jak i wielu zmiennych (np. inflacji, kursów walut), których wpływ na wartość projektu w długim horyzoncie czasu jest nieznan. Z ich powodu bardzo często ulega ona też dużym zmianom w trakcie całego życia projektu, czego przykładem są atomowe inwestycje w innych krajach. Zastrzec należy więc, że wszelkie szacunki w tym zakresie są przynajmniej częściowo niedokładne i należy je traktować jako „rząd wielkości”. Odnosi się to też do innych analizowanych w niniejszym rozdziale scenariuszy.

Budowa elektrowni jądrowej wiąże się z olbrzymimi nakładami finansowymi oraz dużym ryzykiem inwestycyjnym, regulacyjnym czy politycznym. Wynikają one też z wysokich tzw. kosztów utopionych oraz długiego okresu amortyzacji kosztów i zwrotu z inwestycji. Z danych zebranych w 2022 r. przez Polski Instytut Ekonomiczny wynika, że **uśredniony koszt budowy w Polsce dwóch elektrowni jądrowych wyniesie co najmniej 184 mld zł** (przy założeniu postawienia w nich sześciu reaktorów w tej samej technologii). Wyliczenia te bazują m.in. na kosztach już zrealizowanych projektów Westinghouse’a, EDF i KHNP, zakładając transfer do Polski dokładnie tej samej technologii, a pomijając np. zmienne otoczenie regulacyjne, polityczne i aspekt technologiczny. Deklaracje przedstawicieli polskiego rządu pozwalają jednak szacować, że faktyczne wydatki w tym zakresie mogą być zupełnie inne i wynieść w zaokrągleniu około 39 mld zł za jeden reaktor EPR (EDF), 33,5 mld zł za APR1400 (KHNP) i niespełna 32 mld zł za AP1000 (Westinghouse). W ślad za tym ten pierwszy może kosztować w przeliczeniu 22,2 mln zł/MW, drugi 23,9 mln zł/MW, a trzeci 25,3 mln zł/MW.

Niezależnie od powyższego należy zaznaczyć, że **faktyczny koszt zakupu i wdrożenia każdej z tych technologii będzie zapewne wyższy**. Budowa pierwszej i ewentualnie drugiej elektrowni jądrowej w Polsce byłaby projektem o charakterze tzw. FOAK (First of a Kind), co przełoży się na znacznie większe wydatki związane z realizacją inwestycji w porównaniu do analogicznych inwestycji w innych krajach. Wiąże się on z koniecznością wprowadzania po raz pierwszy w życie szeregu rozwiązań i działań niezbędnych do wdrożenia energetyki jądrowej, np. w zakresie logistyki, czy dostosowania administracji do nowych zadań.

Sposób pokrycia i wpływ wyżej wymienionych kosztów na poszczególnych interesariuszy zależy zarówno od okresu realizacji inwestycji, jak i przyjętego modelu finansowania. Im ten pierwszy jest dłuższy, tym wydatki są większe, chociażby z powodu wzrostu wartości projektu (dłuższy czas realizacji to m.in. wyższe koszty utrzymania kadry menedżerskiej) i efektów inflacyjnych (tj. systematycznie rosnących kosztów wynagrodzeń, towarów i usług).

W zakresie modelu finansowania należy wskazać na zawodność mechanizmów rynkowych, powodującą, że pomoc publiczna dla elektrowni jądrowych jest niezbędna – w Europie praktycznie żaden inwestor nie jest w stanie samodzielnie udźwignąć kosztów, a przede wszystkim ryzyka ich budowy.

Dla Polski punktem odniesienia są rozwiązania przyjęte w innych krajach, w tym:

- » **umowy długoterminowe (PPA)** np. w USA, Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Turcji,
- » **kontrakty różnicowe (CfD)** np. w Wielkiej Brytanii,
- » **model taryfowy (RAB)**, np. w USA, planowany w Wielkiej Brytanii,
- » **modele spółdzielcze** (np. Mankala w Finlandii i polski Model SaHo).

W przeszłości najpoważniej rozważanym przez rząd rozwiązaniem był kontrakt różnicowy, gwarantujący zbyt energii elektrycznej z elektrowni po stałej cenie – jeśli cena energii na rynku spadłaby poniżej gwarantowanej, rząd pokrywa różnicę. Z perspektywy finansowania inwestycji minusem tego rozwiązania jest jednak konieczność uzyskania na niego zgody KE, potencjalnie olbrzymie koszty po stronie budżetu państwa, ale też ryzyko wzrostu rynkowych cen energii elektrycznej powyżej poziomu gwarantowanego – wówczas koszty spadają na inwestora, który jest zobowiązany do zapłaty różnicy na korzyść kontrahentów. Jednocześnie wydane już decyzje w tej sprawie KE stwarzają teoretyczną przestrzeń do gwarantowania przez rząd zysków z obligacji emitowanych przez inwestora oraz stanowią swojego rodzaju wykładnię akceptowanego przez nią mechanizmu podziału zysków między inwestorem a państwem przez cały okres trwania dotowanej inwestycji.



W opublikowanym w 2015 r. uzasadnieniu decyzji akceptującej pomoc publiczną dla elektrowni atomowej Hinkley Point C, KE zgodziła się, by gwarancje obejmowały zysk inwestora z obligacji (ich koszt miał wynikać z szacowanego ryzyka tych papierów i inwestycji), oraz by mogła ich udzielać specjalna jednostka brytyjskiego ministerstwa skarbu. W zamian inwestor miał podzielić się częścią zysków z państwem. W tym zakresie brytyjski rząd i inwestor oszacowali nominalną stopę zwrotu z kapitału na 11,4 proc. Powyżej tego poziomu państwo miało otrzymać 30 proc. zysków, a inwestor – 70 proc. Komisja zobowiązała Wielką Brytanię do wprowadzenia drugiego progu, powyżej 13,5 proc. nominalnej stopy zwrotu z inwestycji. Zyski przekraczające ten próg miałyby być dzielone w proporcji 60:40 na korzyść państwa. Ponadto KE uznała, że zyski będą dzielone przez cały planowany okres inwestycji (60 lat), a nie tylko przez okres obowiązywania kontraktów różnicowych (35 lat).

Model SaHo może być atrakcyjny w zakresie finansowania rozwoju polskiej energetyki jądrowej. Wymaga powołania państwowej spółki mającej na celu budowę elektrowni i produkcję energii elektrycznej. Od momentu utworzenia spółka ta będzie mogła stopniowo sprzedawać udziały konsumentom, a ich cena – w związku z malejącym ryzykiem inwestycyjnym – będzie różna w zależności od etapu budowy. Zaangażowanie państwa może pozwolić zaś zagwarantować dostęp do taniego kapitału, ale też w efektywny sposób zarządzać początkowymi zagrożeniami politycznymi i regulacyjnymi dla inwestycji. Mimo że będzie wymagać dużego zaangażowania Skarbu Państwa, to umożliwi udział w inwestycji mniejszym podmiotom i odbiorcom indywidualnym, którym zapewni stabilne i niskie ceny energii elektrycznej, równocześnie zmniejszając obciążenie budżetu państwa. Co ważne, rozwiązania te będą zapewne zgodne z unijnymi przepisami dotyczącymi pomocy publicznej – całość otrzymanych funduszy zostaje podzielona na wyemitowaną liczbę akcji, a w efekcie spłacona. Stanowi to istotną przewagę nad kontraktami różnicowymi.

Model taryfowy wiąże się z koniecznością przynajmniej częściowego obciążenia odbiorców kosztami budowy elektrowni jądrowej. W listopadzie 2022 r. MKiŚ i MF poinformowały, że nie toczą się żadne prace nad jego wdrożeniem w przypadku polskich elektrowni jądrowych¹⁰⁸, choć w lutym 2023 r. pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej Mateusz Berger nie wykluczył, że w perspektywie kilku lat na rachunkach wszystkich odbiorców pojawi się dodatkowa opłata. Jakkolwiek byłoby to rozwiązanie znacznie ułatwiające inwestorowi pozyskanie kapitału na realizację inwestycji, to z jednej strony niesłoby ono ze sobą duże ryzyka ekonomiczne (np. wzrost opłat za energię elektryczną i presji inflacyjnej), a z drugiej zagrożenia natury społecznej. W warunkach już i tak wysokich opłat za energię oraz perspektywy ich dalszego wzrostu (związanego z uzależnieniem krajowej energetyki od węgla i luką podażową w sektorze) mogłoby się to wiązać z potencjalnym spadkiem poparcia dla budowy reaktorów w Polsce.

Polski rząd może zdecydować się też na model „węgierski”, polegający na bezpośrednim sfinansowaniu elektrowni jądrowej z budżetu państwa, które to środki są uzupełniane pożyczką od innego kraju (w przypadku Węgier od Rosji). Poza dużymi nakładami publicznymi w tym zakresie istotne jest jednak ryzyko wynikające z tzw. testu prywatnego inwestora, który może wykazać, że zaangażowanie państwa w projekt nie odbywa się na zasadach rynkowych i stanowi pomoc publiczną, a więc stoi w sprzeczności z regulacjami UE. Na korzyść Polski w tym zakresie potencjalnie przemawiać może fakt, że KE zgodziła się na zastosowanie tego modelu w przypadku budowy bloków nr 5 i 6 w węgierskiej elektrowni Paks II.

Każdy z powyższych modeli finansowych jest teoretycznie możliwy do zastosowania w Polsce przy realizacji scenariusza minimalnego. Niemniej kontrakt różnicowy (ze względu na koszty i duże ryzyka) może być mało perspektywiczny w tym zakresie, choć jest relatywnie prosty w stosowaniu i sprawdzony na świecie. Na część wyzwań, przed którymi stoi polska energetyka jądrowa, mogą odpowiadać modele SaHo i taryfowy lub też rozwiązanie będące ich połączeniem. Na niekorzyść tego pierwszego mocno przemawia brak doświadczeń w jego stosowaniu.

Poza wsparciem rządowym potrzebne będzie też zewnętrzne finansowanie inwestycji. **Należy zakładać, że wbrew zapisom PPEJ udział dostawcy technologii w spółce celowej założonej przez PEJ nie osiągnie poziomu choćby zbliżonego do 49 proc. i wyniesie nie więcej niż kilkanaście procent.** W scenariuszu minimalnym sprawia to, że co najmniej 30 proc. funduszy na budowę elektrowni będzie musiał wyłożyć inwestor, a 70 proc. pokryte zostanie finansowaniem dłużnym, które jednak będzie się wiązać z koniecznością doliczania odsetek do kosztów projektu. Finansowanie to częściowo będzie mógł zapewnić sam dostawca technologii lub rząd jego kraju pochodzenia. Będą mogły to też zrobić instytucje rządowe albo kredytodawcy na zasadach omówionych w rozdziale drugim.

W dużej mierze zasadne jest wprowadzenie do struktury finansowania długu zaciągniętego jedynie przez spółkę celową (PEJ lub podmiot od niej zależny). Takie rozwiązanie może zmniejszyć bezpośrednie wydatki na atom Skarbu Państwa, ale też skłonność wsparcia inwestycji przez instytucje finansowe. To ostatnie sprawia, że budowa elektrowni i tak będzie generować koszty po stronie SP, związane z koniecznością udzielenia wsparcia w innej postaci. Szczególnie że na etapie inwestycyjnym spółka celowa najpewniej nie będzie miała wystarczającego kapitału, żeby obsługiwać zadłużenie. Wsparcie to może mieć postać gwarancji zabezpieczających ów kapitał na czas budowy, jak i zdolność do obsługi zadłużenia na etapie eksploatacji

elektrowni. Na korzyść tego rozwiązania przemawia też perspektywa kosztów obsługi długu, które w tym przypadku w większym stopniu są ponoszone na poziomie samego projektu jądrowego, a nie całego państwa. Jego minusem jest jednak kosztowność tego wariantu w długim okresie życia projektu, która wynikać częściowo będzie też z doliczania do kapitału wyższych odsetek. Z powyższego wynika bowiem, że instytucje finansowe najpewniej będą musiały przystać na rozpoczęcie ich spłaty dopiero po rozpoczęciu pracy przez elektrownię.

W tej sytuacji w długim terminie najtańszym i najmniej ryzykownym ekonomicznie rozwiązaniem jest uwzględnienie w tym modelu przynajmniej częściowej partycypacji odbiorców końcowych w kosztach budowy elektrowni jądrowych. Niezależnie od przyjętego modelu finansowania kluczowe jest stworzenie transparentnego mechanizmu podziału kosztów i korzyści projektu. Wynika to zarówno z niemal pewnej potrzeby zaangażowania w niego wielu interesariuszy oraz budowy i utrzymania dla niego poparcia społecznego, jak i konieczności dostosowania go do unijnych reguł pomocy publicznej.



Aspekt kadrowy

Realizacja scenariusza minimalnego wymagać będzie pilnej budowy w Polsce kadr rozwijających energetykę jądrową. Będą one musiały być wyspecjalizowane w każdym elemencie jej łańcucha wartości – od realizacji zamówień, po fazę projektowania, budowy i eksploatacji elektrowni.

Szacunki polskiego rządu z 2017 r. zakładały, że w Polsce budowa dwóch reaktorów jądrowych w jednej elektrowni wiązać się będzie co najmniej z 5 tys. etatów bezpośrednich i 11,8 tys. w firmach zewnętrznych, przy czym struktura i wydajność krajowej gospodarki może wymusić nawet kilkukrotne zwiększenie tej liczby. Późniejsze wyliczenia MKiŚ (bazujące na danych Departamentu Energii USA) zakładały natomiast, że budowa jednego reaktora daje zatrudnienie około 2,4 tys. osobom, z czego 1,6 tys. to pracownicy budowlani, a pozostali to kadra zarządzająca i nadzorująca realizację projektu. Późniejsza obsługa jednego bloku wymaga zaś około 600 osób¹⁰⁹. W PPEJ z 2020 r. przyjęto zaś, że sama budowa bloku jądrowego to zatrudnienie łącznie 3–4 tys. pracowników do prac budowlanych i montażowych, z czego 80–90 proc. to osoby o wykształceniu technicznym, zawodowym i przyuczone do wykonywania wyżej wymienionych prac. Do tych wyliczeń dodać należy pracowników organów inspekcyjnych, regulacyjnych i koordynujących.

Możliwość zaspokojenia potrzeb kadrowych związanych z rozwojem energetyki jądrowej znacznie przekracza perspektywę kilku lat. W polskim przypadku wynika to nie tylko z samej konieczności wykształcenia specjalistów, ale też zbudowania niemal całego systemu ich edukacji. Ten zaś musi być dopasowany do potrzeb zarówno samej inwestycji, jak i administracji (w tym dozoru jądrowego), przemysłu, organizacji badawczo-rozwojowych czy samych instytucji edukacyjnych.

W początkowej fazie rozwoju energetyki jądrowej w Polsce dużą część kadry będą zapewne stanowić osoby z innych krajów, na co dzień współpracujące z dostawcami poszczególnych produktów i usług. Budowa i maksymalizacja polskiego potencjału w tym zakresie wymaga jednak stopniowego zwiększania w sektorze roli rodzimych specjalistów, których trzeba wykształcić. Obecne zaplecze stanowią bowiem głównie osoby z ośrodków naukowych i badawczo-rozwojowych oraz współpracujące dotąd z pokrewnymi gałęziami przemysłu, np. energetyką węglową i odnawialną, czy pracujące na budowach elektrowni jądrowych w innych krajach. Warto odnotować, że w przeszłości w Polsce istniały uczelnie i kierunki, które wykształciły wielu specjalistów w dziedzinie atomu. Obecna luka podażowa wynika jednak zarówno z rezygnacji z realizacji projektu w Żarnowcu w latach 90. XX w., jak i z braku rzeczywistych działań rządu zmierzających do faktycznego wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce. W efekcie wiele wykształconych w tym zakresie osób zdecydowało się przebranżowić lub zasilić kadry wspomagające inwestycje w innych krajach.

Z tego powodu, **przynajmniej w początkowej fazie realizacji tego scenariusza, udział polskich pracowników na etapie budowy elektrowni może być mocno ograniczony** i zawężony do wykonywania pojedynczych prac. W dalszej perspektywie (np. przy budowie drugiej elektrowni jądrowej) możliwy jest systematyczny wzrost ich roli w procesie budowy. W odniesieniu do etapu eksploatacji elektrowni można natomiast zakładać, że potencjał Polski oscyluje wokół co najmniej kilkudziesięcioprocentowego udziału rodzimych specjalistów.

Już na etapie realizacji scenariusza minimalnego kluczowe jest jak najszybsze zakończenie prac nad Planem Rozwoju Zasobów Ludzkich dla Energetyki Jądrowej. Obecnie zakłada się, że jego przyjęcie nastąpi w 2023 r. Podstawą do jego opracowania jest przyjęty w 2016 r. przez ówczesne Ministerstwo Energii dokument ramowy, wyznaczający ogólne kierunki działań poszczególnych interesariuszy. Plan ma być mapą drogową w zakresie budowy kadr na potrzeby atomu, określającą także założenia systemu rekrutacji przyszłych pracowników i ścieżki kariery. Na tej podstawie każdy podmiot publiczny realizujący program jądrowy ma przygotować własny plan rozwoju zasobów ludzkich. Ich realizacja powinna natomiast odbywać się w ścisłej koordynacji z MAEA, która dysponuje programami modelowania rozwoju zasobów ludzkich dla energetyki jądrowej.

Działania te są niezbędne przede wszystkim z uwagi na wciąż duże braki kadrowe w samej administracji i konieczność wzmocnienia kadry PAA, odpowiedzialnej za nadzór regulacyjny nad realizacją inwestycji. To zaś wiąże się z zadaniem poszerzenia obecnych kompetencji Agencji o pracowników technicznych, np. energetyków, elektrotechników czy specjalistów w zakresie automatyki, mechaniki czy budownictwa, mogących zajmować się inspekcją lub analityką dozoru jądrowego. Wymaga to natomiast ścisłej współpracy PAA z dozorami jądrowymi innych państw. Warto odnotować, że wyzwania te zostały wskazane w samym PPEJ, w którym rząd założył, iż niezbędne jest zatrudnienie 80–90 proc. postulowanej kadry co najmniej na trzy lata przed otrzymaniem wniosku o wydanie zezwolenia na budowę pierwszej elektrowni jądrowej.

Odbudowa polskiego potencjału w analizowanym zakresie wymagać będzie **utworzenia na przynajmniej kilkunastu największych uczelniach kierunków i specjalizacji bezpośrednio dotyczących energetyki jądrowej** (tak jak to ma miejsce w przypadku sektora OZE). Szczególnie istotne jest też zbudowanie dobrej oferty edukacyjnej, przede wszystkim w aspekcie technicznym, np. mechaniki, budowy i eksploatacji maszyn, obiegów cieplnych czy diagnostyki.

Niezbędne jest również uruchomienie rządowego wsparcia dla kadry naukowej i doktorantów na badania i projekty naukowe z zakresu energetyki jądrowej, a także wsparcie uczelni pracownikami instytutów badawczych i ekspertami zagranicznymi. W tym zakresie potrzebna jest także atrakcyjna oferta dalszego kształcenia kadry i specjalistycznych szkoleń realizowanych przez przemysł i firmy bezpośrednio zaangażowane w projekty jądrowe. We wszystkich tych działaniach kluczowa jest ścisła współpraca PEJ z ośrodkami naukowymi i uczelniami zagranicznymi, tak aby oferta edukacyjna w możliwie najszerszym stopniu odpowiadała potrzebom rynku.



Pozytywnym wydarzeniem w tym zakresie jest podpisanie 31 stycznia 2021 r. przez Ministra Edukacji i Nauki, prezesa PKN ORLEN i rektorów Politechniki Poznańskiej, Śląskiej, Gdańskiej, Warszawskiej i Wrocławskiej oraz krakowskiej AGH listu intencyjnego zakładającego opracowanie programu kształcenia na kierunku energetyka jądrowa. W jego ramach od roku akademickiego 2023/2024 uruchomione mają zostać studia pierwszego oraz drugiego stopnia o profilu ogólnoakademickim. Jako celowe wskazać przy tym należy podjęcie podobnych działań w ośrodkach zlokalizowanych w pobliżu planowanych elektrowni jądrowych, np. na Politechnice Koszalińskiej, Akademii Morskiej w Słupsku czy Politechnice Morskiej w Szczecinie. Ta ostatnia ma duży potencjał w zakresie budowy kadr na potrzeby nowych sektorów gospodarki, m.in. dzięki rozwijanemu programowi kształcenia pracowników sektora morskiej energetyki wiatrowej.

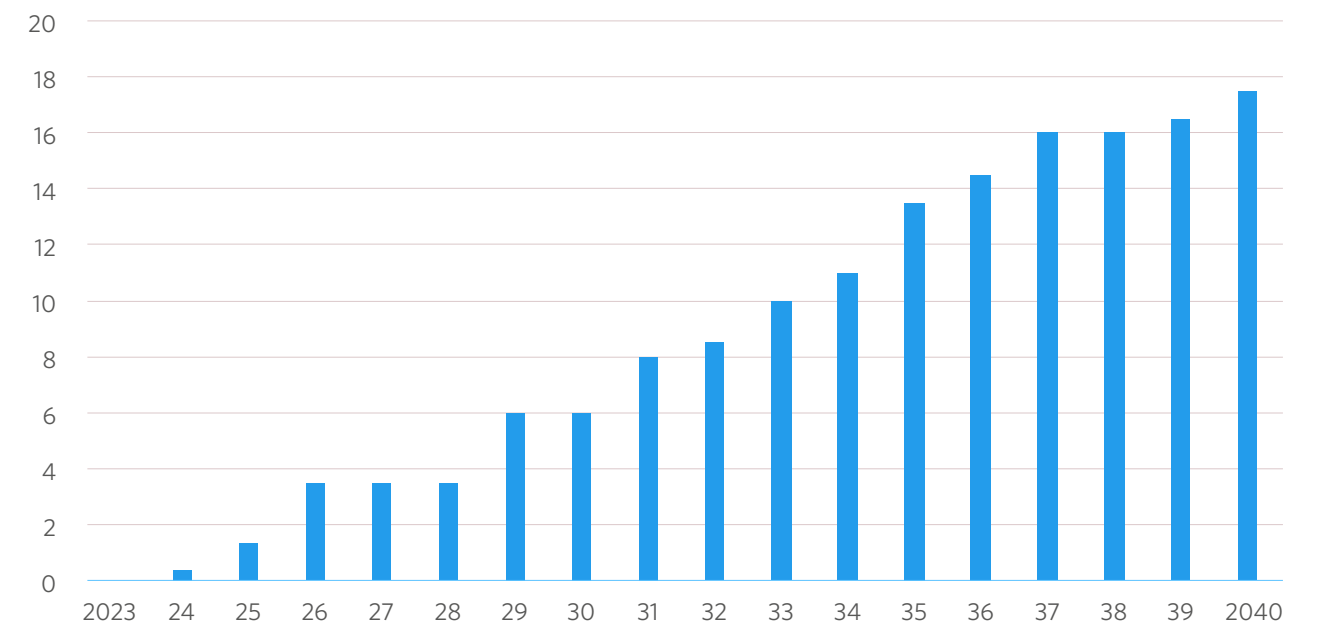
Natomiast 17 marca 2023 r. MKiŚ i Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska zawarły umowę na realizację zaawansowanych szkoleń dla polskiego przemysłu elektroenergetycznego, budowlanego oraz mechaniczno-spawalniczego. Ich celem jest m.in. zapoznanie uczestników ze stawianymi w energetyce jądrowej wymaganiami technicznymi, w zakresie zapewnienia i kontroli jakości, czy w obszarze biznesowym, np. jak zostać kwalifikowanym dostawcą głównych koncernów jądrowych. Warto też odnotować, że wymiana dobrych praktyk w zakresie pozyskiwania kadr jest jednym z zadań powołanego w MKiŚ w lutym 2023 r. zespołu ds. rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Poza przedstawicielami resortu zasiadają w nim pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, a także przedstawiciele PEJ, PGE, KGHM i ORLEN Synthos Green Energy.



Aspekt technologiczny i środowiskowy

Budowa dwóch elektrowni jądrowych o mocy 6-9 GW w znacznym stopniu odpowiadałaby na obecne wyzwania stojące przed polskim systemem energetycznym. Ten jest jednym z największych w Europie, ale krajowy park wytwórczy wciąż w dużym stopniu bazuje na spalaniu węgla, a dodatkowo w perspektywie obecnej dekady duża jego część będzie musiała zostać wyłączona.

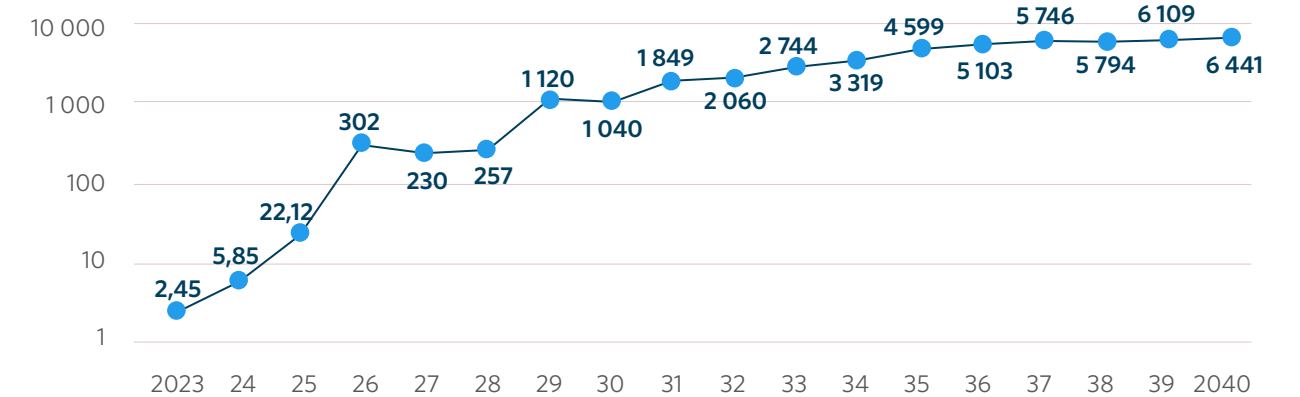
WYMAGANA DODATKOWA MOC DYSPOZYCYJNA NETTO W KSE 2034-2040 (GW)



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE PSE.

Dane PSE z 2022 r. dotyczące przyszłej wystarczalności generacji mocy w KSE wskazują, że w 2040 r. system będzie wymagał nawet 17,5 GW dodatkowych mocy dyspozycyjnych. Szacunki w tym zakresie bazują na tzw. wskaźniku LOLE (ang. *Loss of Load Expectation*), odpowiadającym sumarycznemu czasowi trwania deficytu mocy w okresie 12 miesięcy. Standard bezpieczeństwa LOLE wynosi trzy godziny na rok (8760 godzin). Tymczasem, o ile w 2023 r. deficyt wyniesie 2,45 godziny, to dwa lata później już 22 godziny, a w 2030 r. 1,04 tys., w 2032 r. 2,06 tys., a w 2040 r. – 6,44 tys.

ŚREDNIE WARTOŚCI WSKAŹNIKA LOLE [H/ROK] W LATACH 2023-2040



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE PSE.

Wynikające z tego potrzeby systemu w perspektywie przyszłej dekady pokryją źródła OZE, których udział w strukturze wytwarzania może w 2040 r. osiągnąć poziom zbliżony do nawet 50 proc. W tym kontekście elektrownie jądrowe stanowiąc będą stabilne, dyspozycyjne źródło mogące być wykorzystywane także do pracy regulacyjnej. Wynikać to będzie z ich wysokiej dyspozycyjności (wynoszącej według metodologii MKiŚ 97 proc., wobec 93 proc. w przypadku bloków na gaz i 20 proc. w przypadku morskich farm wiatrowych), zerowej emisji CO₂ i braku związanych z tym kosztów oraz relatywnie niskich wydatków systemowych.

Realizacja scenariusza minimalnego zakłada, że w 2035 r. w Polsce działać będą reaktory jądrowe o mocy 2,2 GW, a w 2040 r. 4,4 GW, mogące produkować odpowiednio 16,7 i 33,4 TWh energii elektrycznej. Szacunkowo, da im to 11,9 i 20,7 proc. udziału w miksie. Taki przyrost mocy wobec perspektywy szybkiego rozwoju niesterowalnych OZE wymusi stosunkowo wolne tempo wycofywania bloków konwencjonalnych. W bardzo ograniczonym stopniu zniweluje on bowiem prognozowany przez URE spadek mocy dyspozycyjnych w systemie do 2036 r. z 33,95 do 27,55 GW czy też wypełni prognozowaną przez PSE na 2040 r. lukę podażową.

Budowa dwóch elektrowni jądrowych w różnej technologii będzie generować dodatkowe koszty ze względu na brak tzw. efektu skali. Związane one będą zarówno z koniecznością kontraktowania dwóch różnych dostawców i wykonawców, jak i dostosowania do różnych typów reaktorów całej architektury systemu jądrowego, np. w zakresie kompetencji kadrowych. Co więcej, negocjowanie zakupu od jednego podmiotu większej liczby jednostek przynajmniej teoretycznie stawia kupującego w lepszej pozycji negocjacyjnej i pozwala obniżyć ich cenę. Perspektywa ta jest zgodna z podejściem ujętym w PPEJ.

Każda z oferowanych Polsce technologii jądrowych obejmuje wystarczające parametry operacyjne i w zakresie bezpieczeństwa, w pełni wpisując się przy tym w standardy międzynarodowe. Warto jednak odnotować, że potencjalnie utrudnieniem w zastosowaniu w Polsce reaktorów APR1400 (np. w przypadku drugiej EJ w ramach PPEJ) może być fakt, że bazują one m.in. na technologii opracowanej przez amerykański koncern Combustion Engineering. W 2000 r. jądrową gałąź tej firmy przejął Westinghouse; KHNP wykorzystuje więc rozwiązania należące obecnie do producenta AP1000. W październiku 2022 r. amerykański koncern pozwał KHNP do sądu, podnosząc, że ich zastosowanie poza Koreą Południową podlega amerykańskiemu prawu eksportowemu i wymaga zgody USA. Natomiast KHNP podnosi, że do technologii APR1400 ma pełne prawa własności intelektualnej, więc może ją eksportować wedle uznania. Niezależnie od rozstrzygnięcia sporu między spółkami już samo pojawienie się go teoretycznie może utrudnić Polsce wybór technologii AP1400 i stworzyć ryzyka związane z jej zakupem. Te zaś mogą np. utrudnić pozyskanie zewnętrznego finansowania dla projektu czy też kontraktację niektórych z podwykonawców.

Zadaniem dla rządu wciąż pozostaje zabezpieczenie dostaw uranu. W tym zakresie perspektywiczna jest współpraca z Westinghouse, który już dostarcza surowiec do elektrowni jądrowych w Ukrainie. W tych okolicznościach współpraca z Polską potencjalnie mogłaby wpisywać się w lokalny łańcuch jego dostaw. Większym wyzwaniem nie będzie też fluktuacja cen uranu na rynkach międzynarodowych. Koszt zakupu paliwa stanowi bowiem jedynie około 20 proc. kosztów działania elektrowni jądrowych wobec 80–90 proc. w przypadku siłowni konwencjonalnych. Co więcej, polskie elektrownie będą mogły kupować uran za pośrednictwem Agencji Dostaw Euratomu, która zaopatruje w niego inne unijne reaktory. Dzięki temu Polska będzie miała dostęp do znacznie bardziej atrakcyjnych stawek za paliwo.



Aspekt prawny

Obecny krajobraz regulacyjny odpowiada w dużej mierze potrzebom wynikającym z inwestycji przewidzianych w scenariuszu minimalnym.

Specustawa zawiera szereg rozwiązań służących usprawnieniu procesu inwestycyjnego. Określa m.in. terminy na wydanie kluczowych dla inwestora decyzji administracyjnych (np. pozwolenia na budowę, decyzji lokalizacyjnej) oraz wprowadza przyspieszony tryb odwoławczy od niektórych rozstrzygnięć i usprawnienia proceduralne na etapie ewentualnego postępowania sędowo-administracyjnego. Na szczególną uwagę zasługują zmiany przewidziane w nowelizacji Specustawy, przede wszystkim w zakresie zmiany sekwencji uzyskiwania niektórych decyzji administracyjnych (w tym decyzji zasadniczej) oraz zmiany dotyczące inwestycji towarzyszących poczynione na etapie konsultacji jej projektu. Pierwotnie zakładał on, że lista inwestycji towarzyszących zostanie poszerzona tylko o budowę sieci przesyłowych i projekty do prowadzenia badań środowiskowych i lokalizacyjnych, ale ostatecznie rozszerzono ją też o budowę i rozbudowę sieci dystrybucyjnych, ciepłowniczych i chłodniczych, a także sieci wodociągowych, kanalizacyjnych, telekomunikacyjnych i teleinformatycznych. Ponadto na liście znalazła się budowa obiektów sieci gazowej oraz inwestycje w magazyny energii i instalacje do produkcji, dystrybucji lub magazynowania wodoru. Poza powyższymi znaczącym ułatwieniem jest wyłączenie przy realizacji inwestycji w zakresie budowy obiektów energetyki jądrowej przepisów ustawy o ochronie przyrody dotyczących uzyskiwania zezwoleń na usunięcie drzew lub krzewów.



Aspekt społeczny

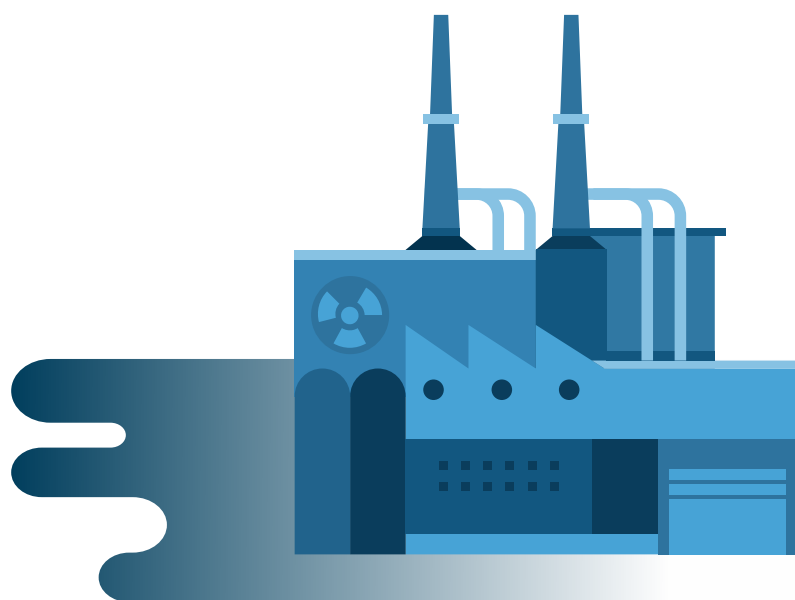
Budowa w Polsce dwóch elektrowni jądrowych będzie wymagać co najmniej utrzymania poparcia dla tej technologii. Społeczeństwo jest coraz bardziej im przychylnie, ale czynnikiem ryzyka jest niestabilność tej aprobaty oraz występowanie tzw. zjawiska NIMBY. W tym pierwszym zakresie działania władz skupiać powinny się ciągłym dialogu z Polakami i edukowaniu ich o konieczności oraz bezpieczeństwie inwestycji w atom, a także o płynących z nich korzyści.

Natomiast przewyciężenie tzw. efektu NIMBY jest kluczowe dla uniknięcia konfliktu między dobrem wspólnym a dobrem lokalnej społeczności. W tym celu niezbędne jest rzeczywiste uaktywnienie głosu „milczącej większości” będącej za realizacją inwestycji lub prezentującej wobec niej stosunek co najmniej neutralny. Działania w tym zakresie nie powinny ograniczać

się wyłączenie do edukacji, ale polegać też na zaprezentowaniu społeczeństwu w sposób zrozumiały wszelkich informacji o projekcie i związanych z nim korzyściach (przede wszystkim lokalnych). Należy je podejmować w formie bezpośredniego kontaktu z mieszkańcami, np. poprzez osobiste spotkania (na zebraniach czy sesjach rady gminy), angażowanie organizacji zrzeszających lokalne społeczności czy kampanie promocyjne w social mediach i lokalnych gazetach.

Niezbędna jest też systematyczna budowa zaufania do instytucji publicznych, które w Polsce jest na niskim poziomie. W tym zakresie wskazane jest zawarcie ponadpartyjnego porozumienia dla budowy reaktorów i angażowanie przedstawicieli różnych środowisk politycznych w ich promocję.

Dla budowy trwałego poparcia społecznego dla atomu kluczowe jest jednoznaczne stanowisko rządu w sprawie realizacji inwestycji. To zaś wymaga faktycznego przejścia od fazy politycznych deklaracji do podejmowania wiążących decyzji. Dzięki temu czynności poszczególnych instytucji będą bardziej zrozumiałe i przewidywalne dla społeczeństwa. Istotne będzie też stałe monitorowanie aprobaty w długim terminie, gdyż obawa przed jej spadkiem – nawet wynikająca z braku świadomości władz – może być czynnikiem zniechęcającym do sprawnego realizacji inwestycji jądrowych.



2

Scenariusz zbalansowany



Aspekt finansowy

Budowa w Polsce większej liczby elektrowni jądrowych będzie mieć inny koszt, niż wynikałoby to z prostej kalkulacji opartej o cenę pojedynczych reaktorów. Na wysokość nakładów w tym zakresie częściowo wpłynie tzw. efekt skali. Inwestycje w trzecią elektrownię (realizowaną przez PGE, ZE PAK i KHNP) oraz pierwsze SMR-y w dużej mierze będą mogły bazować na doświadczeniach i architekturze rynku wypracowanych przy realizacji wcześniejszych projektów.

Szacunki inwestorów wskazują, że koszt budowy czterech reaktorów w Pątnowie wyniesie ok. 24 mld dol. Punktem odniesienia w tym zakresie są dla nich nakłady poniesione na budowę przez KHNP APR1400 w elektrowni w Barakah w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. W praktyce koszt ten będzie znacząco inny. Czynnikiem go obniżającym będzie to, że inwestycja w Barakah w całości i od podstaw była realizowana jako *greenfield*, ale też to, że w rozmowach ze stroną koreańską Polska dysponuje relatywnie silniejszą pozycją negocjacyjną. Z tego powodu tamtejsze media (np. Korea Times) oraz PGE szacują, że wartość zlecenia KHNP na budowę dwóch bloków APR1400 w Pątnowie może wynosić około 14,1 mld dol.



Tania Arora, Baker McKenzie, Londyn

Budowa elektrowni w Barakah była wyjątkowym projektem jądrowym, w którym doradzała nasza kancelaria. Elektrownia powstała w kraju, w którym dotąd nie funkcjonowała energetyka jądrowa, co wiązało się z brakiem kompleksowego otoczenia regulacyjnego dla atomu. Dla wszystkich zainteresowanych stron, w tym kredytodawców, kluczowe znaczenie miało uzyskanie pewności co do alokacji ryzyka regulacyjnego w okresie, gdy lokalne prawo atomowe było dopiero w trakcie opracowywania (w tym regulacje w zakresie odpowiedzialności cywilnej osób trzecich). Rozwiązanie problemu ryzyka regulacyjnych wymagało komercyjnego i proaktywnego podejścia wszystkich stron i ich doradców, którzy rozumieli kluczowe niepewności regulacyjne i ich potencjalny wpływ na ekonomikę projektu, harmonogram jego realizacji i ogólną opłacalność inwestycji. To właśnie współpraca partnerów biznesowych i organów administracji przyczyniła się do sukcesu projektu.

Dodatkowym czynnikiem obniżającym koszt inwestycji może być skorzystanie przez PGE i ZE PAK z mniejszej wersji reaktora KHNP - APR1000. W marcu 2023 r. jednostka ta uzyskała certyfikat unijnej Organizacji ds. Wymagań Europejskich Przedsiębiorstw Energetycznych, co potwierdza, że jest ona zgodna z europejskimi wymaganiami użytkowymi i może być wprowadzona na rynek. Reaktor ten ma stanowić główny produkt eksportowy KHNP na Europę – koncern planuje ubiegać się o kontrakt na jego dostawę do elektrowni jądrowych w Czechach. Jego koszt nie jest jeszcze znany, ale można zakładać, że będzie on niższy niż w przypadku większej wersji tej jednostki.

Jednocześnie, a co ważne, reaktor oferowany Polsce przez KHNP (formalnie: EU-APR1400) nie jest dokładną kopią reaktorów budowanych w Korei Południowej i ZEA. Wymogi europejskie wymusiły jego poważną modyfikację pod kątem zabezpieczeń. W tym celu m.in. podwojono betonową obudowę reaktora, wzmocniono konstrukcję budynku systemów pomocniczych czy też zdecydowano się na dodatkową redundancję systemów bezpieczeństwa i instalacji elektrycznej, w skutek czego jednostka EU-APR1400 dysponuje aż czterema takimi systemami. Na tej podstawie należy zakładać, że jej budowa w Pątnowie (mogąca być w rzeczywistości pierwszą na świecie instalacją nowej wersji reaktora) w praktyce również będzie projektem typu FOAK, co może zwiększyć koszty projektu. W Polsce wyższe niż w Barakah będą też zapewne koszty pracownicze czy administracyjne.

Sposób pokrycia kosztów inwestycji przez PGE i ZE PAK nie jest jeszcze znany. Jej charakter, ale też równoległa realizacja projektów w ramach PPEJ, znacząco ograniczy jednak możliwość zaangażowania się w nią Skarbu Państwa. Planowane jest, że w spółce celowej co najmniej 51 proc. udziałów należeć będzie do PGE i ZE PAK, oraz że nie będzie ona wspierana ze środków budżetowych. W praktyce jest to jednak mało realne nie tylko ze względu na samą wysokość nakładów, ale głównie z uwagi na konieczność stworzenia akceptowalnych i bezpiecznych dla inwestorów warunków jego pozyskania. Oznacza to, że realizacja projektu bez rządowego wsparcia w postaci np. gwarancji finansowych czy nawet bezpośredniego finansowania może okazać się niemożliwa. To zaś stwarza omawiane już ryzyka budżetowe i wynikające z unijnych przepisów dotyczących pomocy publicznej – dostosowanie do ich wymogów założeń projektu może dodatkowo zwiększyć koszty jego realizacji oraz obciążenia po stronie inwestorów.

Koszty budowy i eksploatacji SMR-ów są dziś nieznanne i nie jest możliwe ich wiarygodne oszacowanie. Wszelkie deklaracje i prognozy w tym zakresie ocenić należy jako hipotezy.

Wskazują na to szybko zmieniające się nakłady na budowę jednostek eksperymentalnych, jak i rozbieżne szacunki ich tzw. LCOE (ang. Levelized Cost of Electricity), czyli wskaźnika efektywności kosztowej. Przykładowo, w 2022 r. firma doradcza Kearney oszacowała, że dla SMR-ów wynosi on 36 dol./MWh, wobec 92 dol./MWh w przypadku elektrowni konwencjonalnej. Rok wcześniej sam NuScale wskazał zaś, że w przypadku tych pierwszych jest to około 55 dol./MWh. Podobnie nie jest znany koszt energii elektrycznej i ciepła z SMR-ów, choć drogą ekstrapolacji nie można wykluczyć, że będzie on proporcjonalny do spodziewanego wysokiego kosztu jednostkowego mocy zainstalowanej.

Jest możliwe, że koszty budowy SMR-ów w ogóle nie będą znacząco odbiegać od nakładów na budowę konwencjonalnych jednostek, gdyż w projektach jądrowych najmocniej na nie rzutuje nie sama moc reaktora, a jego fizyczne rozmiary, jakość materiałów oraz koszty robocizny, które w tym przypadku mogą być porównywalne. Dopiero w dalszej perspektywie, wraz z uruchomieniem seryjnej produkcji SMR-ów, można spodziewać się spadku ich jednostkowego kosztu, który obniżyć będzie też krótszy czas budowy (efekt wielości). W początkowej fazie utrudnić to też może pozyskanie zewnętrznego kapitału na zakup i budowę małych reaktorów – instytucje finansowe będą zapewne wyżej niż w przypadku inwestycji w tradycyjny atom wyceniać związane z nią ryzyko, co podniesie koszty kredytów.

Niezależnie od powyższego niemal pewnym jest, że realizacja **scenariusza zbalansowanego będzie wymagać silnego zaangażowania państwa w zakresie finansowania SMR-ów**. Niektóre wstępne deklaracje inwestorów wskazują na możliwość wsparcia ich inwestycji kontraktami różnicowymi. Z ekonomicznego punktu widzenia jest to do pewnego stopnia zasadne – Polska ma duże doświadczenie w stosowaniu tego mechanizmu, aczkolwiek jego wdrożenie będzie stanowiło istotne obciążenie budżetowe i każdorazowo będzie wymagać zgody KE. Z tego pierwszego powodu w dalszej perspektywie również w tym przypadku niezbędna może okazać się duża partycypacja odbiorców końcowych w kosztach inwestycji.

Przynajmniej w początkowej fazie inwestycji w SMR-y nie będą najpewniej wiązać się z dużym udziałem polskiego tzw. local content. Wynika to z ich modułowości, która powoduje, że na miejsce budowy dowożone będą już gotowe elementy wyprodukowane w innych krajach. Jednocześnie zapewne przełoży się to na niższy czas samego montażu, który ma wynosić zaledwie około dwóch lat (nie licząc kilkuletniego okresu produkcji elementów).



Aspekt kadrowy

Można oczekiwać, że budowa elektrowni jądrowej w Pątnowie będzie częściowo korzystała z tzw. efektu skali. Kadra wykształcona i doświadczona w realizacji projektów w ramach PPEJ stosunkowo łatwo powinna być w stanie zaangażować się w kolejny projekt – tym bardziej, że dostarczenie na rynek kolejnej fali potrzebnych pracowników będzie znacznie łatwiejsze niż w przypadku wykształcenia pierwszych specjalistów na potrzeby inwestycji „rządowych”. Co więcej, konkretyzacja planów w tym zakresie z pewnością ułatwiłaby też pozyskanie wielu specjalistów z innych państw, które do tego czasu zakończą budowę reaktorów lub też wyłącza istniejące jednostki.

Duża liczba realizowanych jednocześnie projektów jądrowych spowoduje silną rywalizację inwestorów o pracowników. Może to znacznie utrudnić i spowolnić ich realizację. Potężnym wyzwaniem będzie też już widoczny odpływ kadr z sektora publicznego do spółek celowych powołanych do realizacji projektów, spowodowany głównie dużo wyższymi zarobkami w tych ostatnich. W efekcie już w najbliższych latach instytucjom regulacyjnym, inspekcyjnym i koordynującym grozi potężna luka kadrowa.

Obecnie brak jest natomiast szacunków co do liczebności kadry potrzebnej do budowy i eksploatacji SMR-ów. Jedynie ORLEN ocenia, że jeden reaktor będzie potrzebował ponad 100 specjalistów, oraz że w związku z jego planami ich liczba do 2040 r. będzie musiała wynosić około 2,5 tys. Można zakładać natomiast, że pozyskanie zasobów ludzkich nie będzie stanowiło istotnej bariery w zakresie realizacji inwestycji, tym bardziej że większość z nich będzie zapewne realizowana najwcześniej w połowie lat 30. W tym aspekcie ryzykiem może być jednak brak doświadczenia odpowiednich organów w zarządzaniu nową technologią.



Aspekt technologiczny

Zwiększenie mocy polskich elektrowni jądrowych ponad projekty przewidziane w PPEJ jest zdecydowanie zasadne. Wynika to przede wszystkim z potrzeb systemu energetycznego. Już samo powstanie do 2035 r. w Pątnowie pierwszego z dwóch planowanych reaktorów (w pierwszej fazie projektu) zwiększyłoby moc trzech takich jednostek w Polsce do 3,55 GW. W 2040 r. – uwzględniając wszystkie konwencjonalne projekty – ich liczba mogłaby zaś wynosić sześć, a moc 7,1–7,65 GW. Opracowana w 2023 r. aktualizacja Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. zakłada natomiast, że w najbardziej optymistycznym scenariuszu w 2040 r. moc polskich elektrowni jądrowych wyniesie 7,8 GW, z czego na SMR-y przypadnie 2,1 GW (stan na kwiecień 2023 r.). W znacznym stopniu pozwoliłoby to na pokrycie wspomnianej luki podażowej w KSE i pozwoliło na szybsze wyłączenie źródeł gazowych. To zaś jest istotne, gdyż już dziś te ostatnie projekty obciążone są dużym ryzykiem, m.in. z uwagi na politykę klimatyczną i coraz mniej przychylny podejście do nich ze strony instytucji finansowych. W tym ostatnim zakresie przewagą atomu jest uwzględnienie go w unijnej taksonomii, w skutek czego będzie mógł on pozyskiwać finansowanie z rynku.

W przypadku elektrowni jądrowej w Pątnowie większym wyzwaniem może być zapewnienie dostaw paliwa jądrowego. Powodem może być konieczność jego importu z Korei Południowej – KHNP ma oferować możliwość realizowania takiej transakcji poprzez swoją spółkę KEPCO Nuclear Fuel (KNF). W dalszej perspektywie funkcjonowanie w Polsce aż trzech konwencjonalnych elektrowni będzie już raczej wymagać transferu technologii i budowy krajowego zakładu produkcyjnego. Przemawiają za tym czynniki logistyczne i ekonomiczne oraz względy bezpieczeństwa.

SMR-y mogą w przyszłości być uzupełnieniem polskiego systemu energetycznego. Mając na względzie omawiane tu ryzyka i niewiadome związane z wdrażaniem tej technologii, można przypuszczać, że przed 2040 r. takie jednostki staną się częściową alternatywą dla obecnych bloków węglowych klasy 200 i 300 MW. Scenariusz zakłada, że w tym celu około 2035 r. łączna moc 2-6 SMR-ów w kraju powinna wynieść 600–1,06 MW (dwa reaktory BWRX-300 ORLEN-NU o mocy po 300 MW i ewentualnie sześć jednostek KGHM od NuScale o mocy po 77 MW). W kolejnych latach ich liczba powinna systematycznie rosnąć, tak aby około 2040 r. funkcjonowała przynajmniej część z planowanych przez ORLEN takich obiektów.

Istotną przewagą SMR-ów może być ich lokalizacja bliżej potencjalnych odbiorców pochodzącej z nich energii elektrycznej i ciepła (w tym osad ludzkich i zakładów przemysłowych). Przemawiać za tym ma ich modularność pasywne systemy bezpieczeństwa, zmniejszające ryzyko wystąpienia zjawiska tzw. LOCA (tj. utraty chłodziwa) czy też mniejsza moc, przekładająca się na mniejszą energię powylączeniową. Oznacza to, że w przeciwieństwie do dużych bloków w przypadku małych reaktorów znacznie mniejszy obszar może być wyłączony z inwestycji z powodu tzw. warunków wykluczających. Można szacować, że w kraju istnieje nawet kilkaset potencjalnych lokalizacji takich jednostek, co nie tylko znacznie ułatwi ich budowę, ale też – w połączeniu z mniejszą mocą – umożliwi ich lepsze dopasowanie do lokalnego zapotrzebowania. W tym zakresie przewagą SMR-ów będzie też ich większa elastyczność – szacuje się, że możliwa ma być zmiana mocy w tempie nawet 10 proc. na minutę, co byłoby wynikiem co najmniej dwukrotnie lepszym niż w przypadku bloków konwencjonalnych (choć wciąż znacznie gorszym niż w przypadku jednostek na gaz).

Małe reaktory stanowią atrakcyjną perspektywę w kontekście transformacji polskiego przemysłu i sektora ciepłownictwa, szczególnie pracując w kogeneracji i we współpracy ze źródłami OZE. Coraz bardziej realna konieczność ograniczenia inwestycji w gaz zmusza duże firmy do szukania zeroemisyjnych, stabilnych źródeł wytwarzania – nie tylko energii elektrycznej, lecz także ciepła procesowego i pary technologicznej.

Czynnikiem technologicznym grającym na niekorzyść SMR-ów jest jednak czas – europejski przemysł już teraz musi decydować o tym, jak zdekarbonizować swój biznes, podczas gdy małe reaktory będą dostępne na rynku najwcześniej w przyszłej dekadzie. Co więcej, wciąż nie jest znana ich dokładna żywotność (może być niższa od zakładanej). Mimo to, niewykluczone, że w dalszej perspektywie staną się one pierwszym wyborem dla firm planujących kontynuować działalności w Europie.



Aspekt prawny

Małe reaktory jądrowe mogą być wdrażane do krajowej energetyki w szybszym tempie niż bloki konwencjonalne. Próg wejścia do takiej inwestycji ma szansę być niższy i w konsekwencji SMR-y potencjalnie będą mogły być stawiane w wielu miejscach równocześnie. Wymaga to jednak stworzenia odpowiednich ram prawnych dostosowanych do tej technologii. **Aktualne otoczenie regulacyjne, choć w teorii pozwala na postawienie małego reaktora, jest stworzone z myślą o dużych elektrowniach i wymaga od inwestora budującego SMR przejścia przez ten sam złożony proces uzyskiwania pozwoleń, co w przypadku standardowego obiektu.** Niweluje to wiele zalet małych reaktorów, ponieważ proces inwestycyjny zostaje znacznie wydłużony, a jego koszty wzrastają.

W scenariuszu zbalansowanym wskazane byłoby dokonanie w ustawodawstwie rozróżnienia pomiędzy wielkoskalowymi reaktorami jądrowymi a SMR-ami, tak aby te ostatnie mogły zostać w ogóle zwolnione np. z obowiązku uzyskania decyzji zasadniczej (po uzyskaniu państwowej certyfikacji lub uznaniu certyfikacji zagranicznej, np. z USA lub Kanady) czy przeprowadzenia wielokrotnej oceny oddziaływania przedsięwzięcia.



Aspekt społeczny

Scenariusz zbalansowany wymaga tożsamyh działań jak scenariusz minimalny. Niezbędne będzie jednak przewyciężenie tzw. efektu NIMBY również w rejonie Pątnowa i sąsiednich (lub nawet w całej Wielkopolsce). W tym przypadku działania budujące poparcie społeczne dla budowy elektrowni jądrowej potencjalnie będą mogły korzystać ze swojego rodzaju „premię” uzyskanej przy realizacji podobnej inwestycji w Choczewie. Z jednej strony, odpowiednie organy centralne i lokalne będą mogły bazować na pozyskanych w jej trakcie doświadczeniach, a z drugiej – większa będzie świadomość lokalnej społeczności, która będzie już zapewne dobrze poinformowana o korzyściach płynących z budowy reaktorów i szczegółach jej realizacji.

Dużym wyzwaniem może być przekonanie społeczeństwa do budowy SMR-ów – zarówno ogółu Polaków, jak i mieszkańców danego regionu. Jako nowa technologia na rynku mogą one być postrzegane jako rozwiązanie niesprawdzone, a przez to generujące szereg ryzyk (np. z zakresu ekonomii i bezpieczeństwa). Z tego powodu inwestorzy oraz władze centralne i lokalne powinny budować społeczne poparcie dla małych reaktorów działaniami na trzech płaszczyznach: udzielając mieszkańcom wsparcia wewnątrz oraz na zewnątrz lokalnego środowiska, podejmując działania o charakterze merytorycznym (np. udzielając rzetelnych informacji) oraz zapewniając im możliwość aktywnego uczestnictwa w procesie decyzyjnym.

W każdym wypadku lokalna społeczność powinna mieć wiedzę i gwarancję osiągnięcia wymiernych korzyści związanych z budową SMR-ów, zarówno bezpośrednio wynikających z realizacji inwestycji, jak i pośrednich (np. w postaci promocji biznesowej atrakcyjności regionu).



3

Atomizacja Polski



Aspekt finansowy

Scenariusz ten zakłada terminową budowę wszystkich konwencjonalnych elektrowni jądrowych. W związku z tym w 2035 r. w kraju musiałyby działać cztery reaktory (po dwa w Lubiatowie-Kopalinie i Pątnowie), w 2037 r. – pięć (z czego trzy w ramach PPEJ), w 2039 r. – sześć (z czego cztery w ramach PPEJ), a w 2041 r. – siedem (z czego pięć w ramach PPEJ). Jednocześnie trwać wtedy będzie rozważana budowa dwóch kolejnych jednostek w Pątnowie. W międzyczasie do użytku oddawane będą kolejne SMR-y i na koniec lat 30. działać będzie już większość z planowanych takich obiektów, w tym te należące do mniejszych graczy rynkowych. W efekcie ich liczba w 2040 r. będzie wynosić od kilkunastu do ponad 20 sztuk.

Koszt realizacji tego scenariusza nie jest możliwy do określenia, ale będzie on znacząco przekraczać 500 mld zł (nie licząc kosztów długu). Biorąc pod uwagę obecne uwarunkowania, tak duże fundusze w perspektywie kilkunastu lat (lub nawet szybciej, jeśli większość inwestycji musiałyby rozpocząć się w tej dekadzie) nie będą możliwe do pozyskania bez:

- » bardzo dużego zaangażowania Skarbu Państwa oraz podległych mu instytucji i spółek,
- » szeroko zakrojonego wsparcia zewnętrznych podmiotów,
- » dużej partycypacji kosztów odbiorców końcowych energii elektrycznej (i częściowo ciepła) w kosztach ich realizacji.

Na tej podstawie można przypuszczać, że wśród rozważanych systemów wsparcia powinny znaleźć się co najmniej kontrakty różnicowe finansowane przez szeroko zakrojony model taryfowy.

Scenariusz atomizacji Polski wymaga systemowej zmiany podejścia w zakresie pomocy publicznej, tak aby rozwój energetyki jądrowej, a więc i transformacja energetyczna, mógł zostać objęty strukturalnym wsparciem agencji rządowych. Bez tego – w dużo większym stopniu niż w przypadku innych scenariuszy – rynek nie będzie w stanie dostarczyć odpowiedniej ilości kapitału, szczególnie wobec wciąż ograniczonej wiarygodności biznesowej przynajmniej części z analizowanych projektów jądrowych.

Dodatkowym wyzwaniem będzie wzrost cen niezbędnych towarów i usług wynikający z niedostatecznej liczby podwykonawców projektów jądrowych. Jednocześnie kolejne projekty nie będą musiały wiązać się z koniecznością realizacji tak dużej liczby inwestycji towarzyszących, co może pozwolić na obniżenie ich kosztu jednostkowego. Czynnikiem ryzyka w tym zakresie jest jednak moment osiągnięcia dojrzałości technologicznej przez SMR-y oraz komercyjnej przez europejską wersję reaktora KHNP, a także konieczność masowej rozbudowy sieci dystrybucyjnych, w tym ciepłowniczych.



Aspekt kadrowy

Im więcej w kraju będzie realizowanych projektów jądrowych, tym ciężiej będzie zapewnić im niezbędne zasoby ludzkie. Powodem będzie zarówno obecny głęboki niedobór kadr na rynku, jak i spodziewany radykalny wzrost w sektorze presji płacowej, szczególnie wśród osób wysoko wykwalifikowanych i z doświadczeniem. Zwiększy to koszty inwestycji, ale też może opóźnić ich realizację, także w wyniku bardzo dużego ryzyka zaistnienia luki kadrowej po stronie administracji, która nie będzie w stanie rzeczowo „obsługiwać” masowej budowy reaktorów.

W tym scenariuszu konieczne będzie natychmiastowe zwiększenie nakładów na kształcenie kadr z obszaru energetyki jądrowej oraz zatrudnienia w sektorze, szczególnie w segmencie badawczo-rozwojowym i eksploatacji przyszłych reaktorów. Kluczem będzie też zwiększenie kompetencji sektora publicznego (szczególnie w instytucjach regulacyjno-inspekcyjnych).

Każdorazowo kluczem do sukcesu podjętych działań jest ich spójność w dłuższym horyzoncie czasu oraz przewidywalność działań wszystkich interesariuszy, szczególnie publicznych. W tym ostatnim celu warto rozważyć zwanie porozumienia sektorowego precyzyjnie określającego cele w zakresie budowy kadr na potrzeby energetyki jądrowej. Jego stronami powinny być władze centralne, lokalne, przedstawiciele nauki, firmy zainteresowane udziałem w realizacji inwestycji jądrowych oraz organizacje pozarządowe. Zasygnalizowane w nim działania mogłyby zaś polegać m.in. na:

- » wyznaczeniu precyzyjnych, mierzalnych kamieni milowych w zakresie kształcenia specjalistów,
- » stworzeniu punktu kontaktowego dla firm zainteresowanych udziałem w realizacji inwestycji jądrowych. Byłby on źródłem informacji na temat związanych z tym kryteriów, koniecznych do podjęcia działań, szczegółowych wymagań certyfikacyjnych i technicznych czy możliwych mechanizmów wsparcia (w tym źródłach finansowania działalności),
- » stworzeniu dla firm jasnych wytycznych i „mapy drogowej” w zakresie dostosowywania swojej działalności do wymogów sektora energetyki jądrowej,
- » opracowaniu i wdrożeniu harmonogramu regularnych szkoleń dla biznesu w zakresie poszerzenia kompetencji kadrowych,
- » wdrożeniu mechanizmu promującego firmy inwestujące w budowę kadr na potrzeby energetyki jądrowej (np. poprzez system specjalnych certyfikatów czy łatwiejszy dostęp do programów rządowych),
- » utworzeniu w ośrodkach akademickich grup zadaniowych ds. energetyki jądrowej. Powinny one ściśle współpracować z biznesem, administracją (centralną i lokalną), przedstawicielami wszystkich etapów łańcucha wartości atomu oraz koordynować działania podjęte na uczelniach,
- » opracowaniu i wdrożeniu ewentualnych zmian prawnych usuwających „wąskie gardła” w procesie rozwoju zasobów kadrowych na potrzeby sektora.



Aspekt technologiczny

Atomizacja Polski sprawiłaby, że około 2040 r. reaktory jądrowe różnej skali stałyby się obok OZE i gazu dominującym źródłem wytwarzania w polskim systemie energetycznym. Ich udział w miksie mógłby przekraczać 40 proc., co pozwoliłoby na szybkie wyłączenie bloków gazowych, z których wiele w przyszłej dekadzie może stracić rentowność. W tym wariantcie w kraju funkcjonować będzie już jedynie kilka najbardziej efektywnych jednostek na węgiel kamienny, ale ich udział w strukturze wytwarzania będzie wynosił mniej niż 10 proc., wobec kilkunastu procent przewidzianych w obecnej wersji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.

Atomizacja Polski pozwoli uzupełnić spodziewany ubytek mocy w polskim systemie energetycznym i zapewnić prognozowaną w nim lukę podażową. Reaktory jądrowe będą mogły stać się też istotnym źródłem zeroemisyjnej energii elektrycznej dla przemysłu, który dzięki nim zyska też szansę na zmniejszenie swojej zależności od trudno kontrolowalnych OZE.

Warunkiem rozwoju dużej liczby małych reaktorów jądrowych będzie szybka rozbudowa i poprawa stanu technicznego krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Obecnie w wielu miejscach ten drugi może nie pozwolić na odbiór energii elektrycznej z tych instalacji, co rodzi ryzyko odmów o ich przyłączenie. W podpisanej w listopadzie 2022 r. przez prezesa URE i największych polskich Operatorów Systemu Dystrybucyjnego Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki założono, że do 2030 r. nakłady na transformację sektora powinny wynieść około 130 mld zł.

W przypadku funkcjonowania w kraju wielu reaktorów jądrowych różnej technologii wyzwaniem będzie zapewnienie do nich dostaw paliwa jądrowego. W dużej mierze będzie ono musiało pochodzić z wielu rynków (np. USA), co zwiększy jego cenę i utrudni proces kontraktowania. Dodatkowym problemem może być rosnąca liczba odpadów jądrowych. Atomizacja Polski wymagać będzie przyspieszenia decyzji o budowie nowego składowiska odpadów promieniotwórczych.



Aspekt prawny

Atomizacja Polski bezwarunkowo będzie wymagać włączenia zarówno dużych, jak i małych reaktorów jądrowych w plany dekarbonizacji UE. **Konieczność równoczesnej realizacji wielu projektów różnej skali może wymagać rozróżnienia ich charakteru w obowiązujących przepisach.** Potencjalnie niezbędne będą daleko idące usprawnienia proceduralne dla SMR-ów i przyspieszenie procesu ich licencjonowania (w tym zwolnienie z konieczności uzyskiwania niektórych decyzji administracyjnych), tak aby mogły one powstawać znacznie szybciej niż jądrowe bloki konwencjonalne. Z daleko idącym poszanowaniem praw lokalnych społeczności, w przypadku SMR-ów regulacje powinny też umożliwiać skrócenie procesu konsultacji społecznych. Podobnie z przyspieszonego trybu powinny móc korzystać projekty towarzyszące ich budowie.

W przypadku tego scenariusza zasadne jest opracowanie w dalszej perspektywie odrębnej Specustawy dla SMR-ów. Powinno to nastąpić, gdy tylko będzie w pełni znana specyfikacja tej technologii, jej warunki projektowe oraz wymogi dotyczące bezpieczeństwa, zakresu raportu lokalizacyjnego i środowiskowego czy też oceny terenu przeznaczonego pod inwestycję.

Potencjalnie warto byłoby też rozważyć wprowadzenie rozwiązań ułatwiających przyłączenie małych reaktorów do sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych czy chociażby ograniczenie zakresu wstępnego raportu lokalizacyjnego do tych danych dotyczących lokalizacji SMR-a, które znajdują się już w zasobach właściwych instytucji. W ślad za tym raport mógłby zawierać jedynie wstępną ocenę obszaru przeznaczonego pod inwestycję (obejmującego kilka lokalizacji) oraz odnosić się jedynie do kluczowych ryzyk związanych z jej realizacją, np. sejsmicznych czy geologicznych. Szansą na przyspieszenie inwestycji byłoby też zwolnienie inwestycji w SMR-y z obowiązku uzyskania decyzji zasadniczej, względnie pozbawienie jej uznaniowego charakteru. W efekcie minister ds. energii nie mógłby odmówić jej wydania.

Niewykluczone, że z czasem celowe będzie też rozróżnienie dla różnej wielkości reaktorów wysokości opłat ponoszonych w administracyjnej fazie inwestycji. Warunkiem ku temu jest by budowa SMR-ów skutkowała mniejszą ilością pracy PAA, co może mieć miejsce po obsłużeniu pierwszych projektów FOAK.

Z punktu widzenia przemysłu dalszych zmian wymagać też będą regulacje dotyczące linii bezpośrednich, łączących zakłady przemysłowe ze źródłami wytwórczymi bez pośrednictwa właściwego operatora sieci elektroenergetycznej. Jednym z rozwiązań mogłoby być zwolnienie właścicieli linii bezpośrednich z opłaty solidarnościowej, ponoszonej za „gotowość” operatora sieci elektroenergetycznej do dostarczenia energii elektrycznej.



Aspekt społeczny

Atomizacja Polski będzie wymagać powszechnej, bardzo wysokiej i trwałej akceptacji społecznej dla budowy reaktorów jądrowych. Największym wyzwaniem w tym zakresie będzie każdorazowe przezwycięzenie tzw. efektu NIMBY.

Należy się spodziewać, że w wielu regionach budowy SMR-ów dominować będzie poczucie zagrożenia planowaną inwestycją, szczególnie wzmacniane przez zadeklarowanych przeciwników atomu, cechujących się silnym stopniem przywiązania do swojego miejsca zamieszkania. Im więcej będzie tych ostatnich, tym łatwiej będzie im budować narrację o tym, że inwestycja stanowi zagrożenie dla tożsamości i wartości, a nawet egzystencji całej lokalnej społeczności. Często osoby takie organizują się w struktury formalne (np. stowarzyszenia) lub nieformalne, próbujące zablokować zamiany w dokumentach planistycznych czy ograniczyć skalę inwestycji.

Jednocześnie wzorem doświadczeń z projektów realizowanych w innych sektorach gospodarki, nie można wykluczyć, że duża część osób niechętnych atomowi pozostanie w swojej opozycji umiarkowanie aktywna lub nawet bierna, w ślad za czym ich działania ograniczać się mogą np. do podpisywania pod protestem. Identyfikacja takich osób na odpowiednio wczesnym etapie inwestycji oraz podjęcie prób ich przekonania są kluczowe, by uniknąć wzrostu liczby przeciwników budowy reaktorów kosztem liczby ich zwolenników.

Działania władz i inwestorów powinny prowadzić do unikania zagęszczania konfliktów NIMBY. W pewnych regionach może to wymagać realizacji inwestycji w odpowiedniej odległości od siebie, a w innych realizacji kilku projektów, np. tam, gdzie będzie wysoka ku temu aprobatą społeczną.

W żadnym wypadku wybór lokalizacji przyszłych SMR-ów nie powinien następować w trybie „wskazuję-przekonuję” (do realizacji inwestycji na danym terenie), a odwrotnym. Kluczowe jest prowadzenie z odpowiednim wyprzedzeniem i przez długi okres badań poparcia dla atomu w rejonie planowanej inwestycji. Powinny one obejmować strukturę danej społeczności i jej różnorodność w możliwie jak największym zakresie szczegółowości. Ich skutkiem powinno być nie tylko zbadanie szans na sprawną budowę SMR-ów, ale też uniknięcie generalizowania i stereotypizowania w zakresie wniosków dotyczącej ogólnej aprobaty Polaków w tym zakresie.

Władze i inwestorzy powinni unikać postępowania w myśl tzw. mechanizmu DAD (ang. Decide Announce Defend), polegającym na schemacie: zdecyduj–ogłoś–broń (decyzji lub rozstrzygnięcia). Zwykle z góry zakłada on bowiem brak możliwości rezygnacji z planowanego działania, opór społeczny wobec niego, dychotomię między władzą a lokalną społecznością, a także konflikt ich interesów. Takie postępowanie należy zastąpić podejściem partycypacyjnym, dialogowym i deliberatywnym, w którym społeczeństwo nie będzie biernym odbiorcą decyzji, a podmiotem wielokierunkowej komunikacji między równouprawnionymi stronami.

Podsumowanie

Budowa w Polsce tylko dwóch konwencjonalnych elektrowni jądrowych przewidzianych w obecnej wersji PPEJ jest obecnie scenariuszem najbardziej prawdopodobnym. Jego wdrożenie jest niezbędne w kontekście strategicznego interesu Polski, w tym stojących przed nią wyzwań gospodarczych i politycznych, a możliwe w kontekście uwarunkowań ekonomicznych, technologicznych, prawnych, środowiskowych i społecznych.

Pozostałe planowane projekty jądrowe są na bardzo wczesnym etapie realizacji i obecnie wyrażają się przede wszystkim w deklaracjach jego interesariuszy. Dotychczas podjęte i zaplanowane działania zmierzają jednak ku realizacji co najmniej scenariusza zbalansowanego. Tym niemniej atomizacja Polski jest scenariuszem wciąż realnym i najbardziej pożądanym z punktu widzenia potrzeb krajowej gospodarki. Jego wdrożenie wymagałoby wygenerowania efektu „kuli śnieżnej” – realizacja kolejnych inwestycji napędzałaby kolejne, które w coraz większym stopniu korzystałyby z efektu skali. Dzięki temu w perspektywie dwóch dekad Polska miałaby szansę dysponować jednym z najlepiej rozwiniętych i najnowocześniejszych sektorów energetyki jądrowej.

Budowa każdej planowanej elektrowni będzie najpewniej wymagać wsparcia państwa – w dużej mierze bezpośredniego (polegającego na kapitałowym zaangażowaniu się w projekt), ale też pośredniego, np. w formie udzielania gwarancji. Model finansowania inwestycji może bazować na kontrakcie różnicowym, za czym przemawiają duże doświadczenia w jego stosowaniu i bezpieczeństwo finansowe po stronie inwestora. Jego minusem będą jednak wysokie koszty po stronie Skarbu Państwa i konieczność notyfikowania tego rozwiązania w KE, co wiązać się będzie ze skomplikowanymi negocjacjami. Perspektywiczny może być również model SaHo, głównie z powodu możliwego ograniczenia kapitałowego udziału państwa w projekcie. Wiele wskazuje jednak, że na dalszym etapie budowy elektrowni jądrowych w Polsce nieunikniona jest partycypacja w ich kosztach odbiorców końcowych.

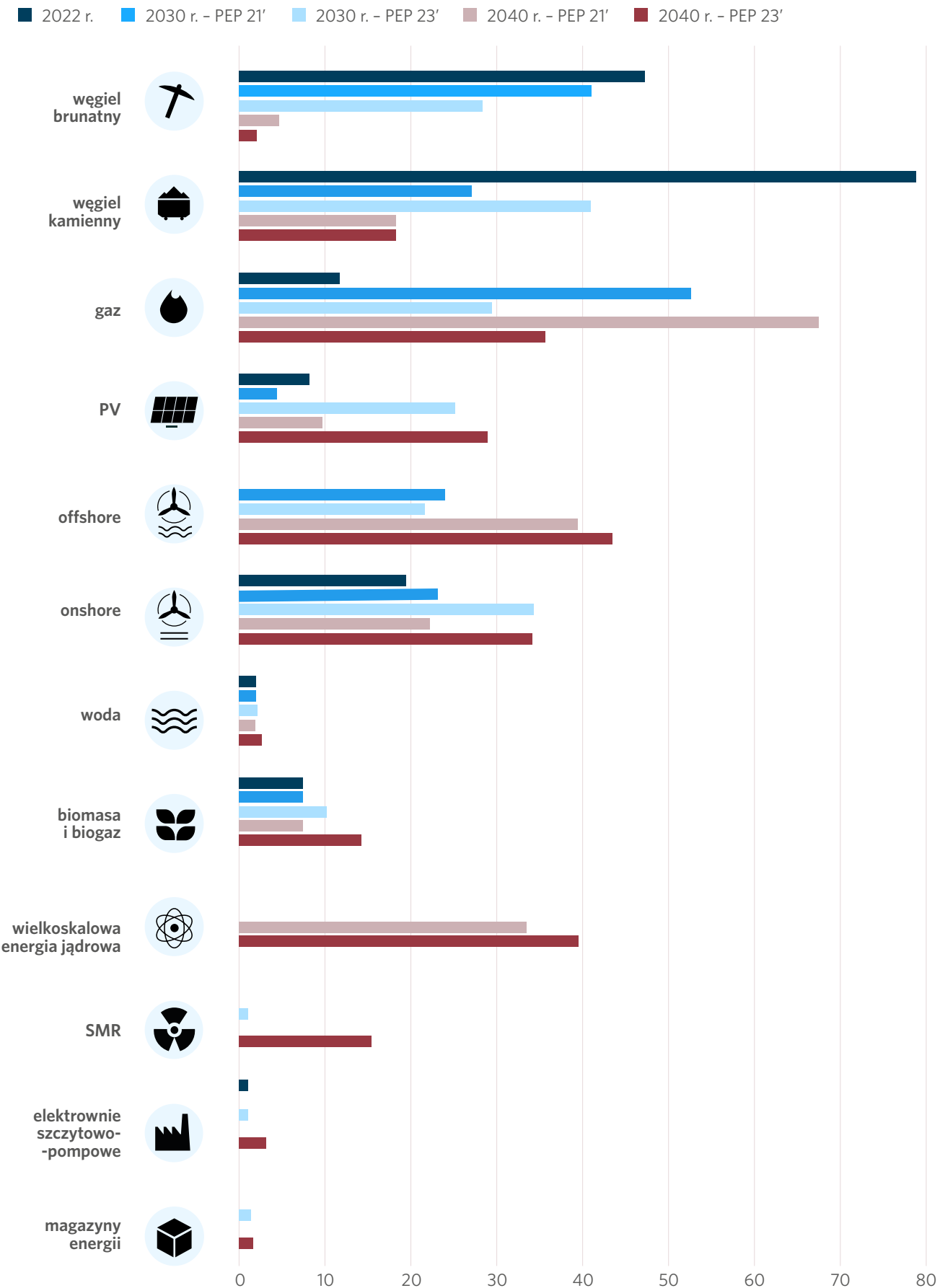
Budowa w Polsce reaktorów jądrowych wymaga trwałego i wysokiego poparcia społecznego. Punktem wyjścia do działań w tym zakresie jest obecny stopień aprobaty dla atomu, który jednak zależy głównie od czynników zewnętrznych, przez co może być zmienny. W związku z tym fundamentem powinno być zwiększenie zaufania do instytucji publicznych oraz uzgodnienie ponadpartyjnego konsensusu co do zasadności budowy reaktorów. Konkretnie działania powinny być natomiast w równym stopniu dedykowane „ogółowi” społeczeństwa, jak i mieszkańcom regionu, w którym ma być realizowana inwestycja jądrowa.

W każdym scenariuszu potężnym wyzwaniem będzie dostarczenie kadr na potrzeby budowy i eksploatacji reaktorów. Niezbędne jest natychmiastowe zwiększenie nakładów na ich kształcenie oraz zatrzymanie odpływu pracowników z instytucji badawczo-rozwojowych oraz organów administracji. W średnim terminie ich zasoby kadrowe powinny natomiast zostać znacząco poszerzone.

Należy co najmniej zapewnić monitorowanie potrzeb regulacyjnych i bieżące wdrażanie ich usprawnień w stosowaniu Prawa atomowego i zmienionej w 2023 r. Specustawy jądrowej. Przewidziane w nich rozwiązania w dużej mierze odpowiadają potrzebom wynikającym z inwestycji wskazanych w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej, ale budowa SMR-ów w dalszej perspektywie będzie zapewne wymagać dostosowania przepisów do specyfiki tej technologii.

Niezależnie od scenariusza, priorytetem powinno być jak najszybsze podjęcie rzeczywistych działań w kierunku rozwoju atomu w Polsce oraz ich kontynuacja przez kolejne rządy. Spośród powyższych do najpilniejszych należą: wybór modelu finansowego inwestycji i określenie strategii pozyskania kapitału na ich realizację, sfinalizowanie i sformalizowanie rozmów w sprawie zasad budowy elektrowni w Choczewie, wykorzystanie przewidzianych w Prawie atomowym i Specustawie rozwiązań mających na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego oraz podjęcie strukturalnych działań w kierunku budowy zaplecza kadrowego dla sektora. W średnim terminie wskazane jest zaś opracowanie kompleksowej strategii włączenia polskich firm w realizację inwestycji, podczas gdy w perspektywie końca dekady konieczne jest przygotowanie polskich firm i administracji na ewentualny boom na rynku SMR-ów, tak aby można było szybko wdrożyć tę technologię.

**PROGNOZA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO DO 2030
I 2040 R. WEDŁUG PEP Z 2021 I Z 2023 R. (TWH)**



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH MINISTERSTWA ŚRODOWISKA I KLIMATU.

PODSUMOWANIE SCENARIUSZY ROZWOJU ATOMU W POLSCE

Scenariusz	Założenia	Perspektywy	Działania
MINIMALNY	Terminowa budowa dwóch elektrowni jądrowych o mocy 6-9 GW (PPEJ)	Duże koszty, deficyt kadrowy, korzystne otoczenie prawne, wysokie poparcie społeczne, stabilne uwarunkowania technologiczne i środowiskowe, znaczne zmniejszenie udziału węgla w energetyce	Wybór modelu finansowego, pilne zakontraktowanie dostawcy i wykonawcy technologii dla pierwszej EJ, podjęcie strukturalnych działań w kierunku budowy zaplecza kadrowego, zapewnienie stosowania Specustawy jądrowej
ZBALANSOWANY	Terminowa budowa dwóch elektrowni jądrowych o mocy 6-9 GW (PPEJ) oraz dwóch reaktorów w Pątnowie, a także wprowadzenie na rynek kilku pierwszych SMR-ów	Wysokie koszty, ryzyko braku/opóźnienia komercjalizacji SMR-ów, deficyt kadrowy, przepisy „neutralne” technologicznie, wysokie poparcie społeczne, duże korzyści środowiskowe, szybkie odejście od węgla w energetyce i częściowo od gazu	Opracowanie strategii budowy polskiego local content i polityki wsparcia dla firm, sformalizowanie planów budowy EJ w Pątnowie (model finansowy, pokrycie kosztów, dostawca i wykonawca technologii)
ATOMIZACJA POLSKI	Terminowa budowa dwóch elektrowni jądrowych o mocy 6-9 GW (PPEJ) oraz co najmniej dwóch reaktorów w Pątnowie, a także wprowadzenie na rynek ponad 15 SMR-ów	Olbrzymie koszty (wymagany efekt kuli śnieżkowej), potężna luka kadrowa, brak Specustawy dla SMR-ów, ryzyko braku poparcia lokalnej społeczności, niedostateczny rozwój infrastruktury, szybkie odejście od węgla w energetyce i częściowo od gazu	Opracowanie Specustawy dla SMR-ów, budowa poparcia społecznego, rozwój infrastruktury (szczególnie sieciowej)

WPŁYW UWARUNKOWAŃ NA REALIZACJĘ SCENARIUSZA

Aspekt	Perspektywa		
	Krótkookresowa	Średniokresowa	Długookresowa
Finansowy	Średni	Negatywny	Negatywny
Kadrowy	Negatywny	Negatywny	Negatywny
Prawny	Pozytywny	Pozytywny	Średni
Technologiczny	Średni	Pozytywny	Pozytywny
Społeczny	Pozytywny	Średni	Negatywny
Środowiskowy	Pozytywny	Pozytywny	Pozytywny

Bibliografia

- 1 Urząd Regulacji Energetyki, Odchodzimy od dyspozycyjnych i sterowalnych mocy. Niezbędne będzie zabezpieczenie systemu, [Internet:] <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9532,Odchodzimy-od-dyspozycyjnych-i-sterowalnych-mocy-Niezbędne-bedzie-zabezpieczenie.html> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 2 P. Czyżak, M. Sikorski, A. Wrona, Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce, Instrat Policy Paper 06/2021.
- 3 Eurostat, 25% of EU electricity production from nuclear sources, [Internet:] <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20221221-4> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 4 World Nuclear Association, Nuclear Power in the European Union [Internet:] <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 5 Uchwała Sejmu RP Polskiej z dnia 9 listopada 1990 r. w sprawie założeń polityki energetycznej Polski do 2010 r. (M.P. Nr 43 poz. 332).
- 6 Polityka energetyczna Polski do 2025 r., dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r. (M.P. Nr 42 poz. 562).
- 7 Uchwała Nr 4/2009 Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2009 r. w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej (niepubl.).
- 8 Uchwała Nr 15/2014 Rady Ministrów z dnia 28 stycznia 2014 r. w sprawie programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (M.P. poz. 502).
- 9 Uchwała nr 141 Rady Ministrów z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (M.P. 2020 poz. 946).
- 10 Uchwała nr 215/2022 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2022 r. w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej (M.P. 2022 poz. 1124).
- 11 Umowa między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Stanów Zjednoczonych Ameryki w sprawie współpracy w celu rozwoju programu energetyki jądrowej wykorzystywanej do celów cywilnych oraz cywilnego przemysłu jądrowego w Rzeczypospolitej Polskiej, podpisana w Upper Marlboro dnia 19 października 2020 r. oraz w Warszawie dnia 22 października 2020 r. (M.P. 2021 poz. 317).
- 12 Ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe (Dz.U. 2001 nr 3 poz. 18).
- 13 Ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz.U. 2011 nr 135 poz. 789).
- 14 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. z marca 2022 r. [Internet:] <https://www.gov.pl/web/klimat/zalozenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 15 Energetyka jądrowa a konwencjonalna. [Internet:] <https://nuclear.pl/energetyka,index,energetyka-jadrowa-a-konwencjonalna,0,0.html> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 16 Jak działa elektrownia jądrowa. [Internet:] <https://swiadomieoatomie.pl/Energetyka-jadrowa/Kompedium-wiedzy/Elektrownia-jadrowa/Jak-dziala-elektrownia-jadrowa> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 17 G. Tchorek (red.), Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce, Instytut Energetyki – Instytut Badawczy/Wydział Zarządzania UW, s. 19–22.
- 18 Ministerstwo Energii, Energetyka jądrowa w pigułce, Warszawa 2016, s. 22–23.
- 19 Ibidem, s. 24.
- 20 P. Gajda, W. Gałosz, U. Kuczyńska, A. Przybyszewska, A. Rajewski, Ł. Sawicki, Raport – Energetyka Jądrowa dla Polski, Instytut Sobieskiego, s. 17–18.
- 21 Ministerstwo Energii, Energetyka... op. cit., s. 18–21.
- 22 Polski Atom, Promieniowanie jonizujące w życiu codziennym, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/promieniowanie-jonizujace-w-zyciu-codziennym> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 23 J. Kubowski, Problemy współpracy elektrowni jądrowych z systemem elektroenergetycznym, [Internet:] https://elektroenergetyka.pl/upload/file/2010/4/elektroenergetyka_nr_10_04_3.pdf, s. 1 (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 24 Ibidem, s. 2.
- 25 World Nuclear Association, Supply of Uranium. [Internet:] <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx> (dostęp: 27.02.2023 r.).
- 26 World Nuclear Association, World Uranium Mining Production. [Internet:] <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 27 World Nuclear Association, Conversion and Deconversion. [Internet:] <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/conversion-and-deconversion.aspx> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 28 European Supply Agency, Quarterly Uranium Market Report. 3rd Quarter 2022 [Internet:] <https://euratom-supply.ec.europa.eu/system/files/2022-11/ESA%203rd%20Quarterly%20Uranium%20Market%20Report%202022.pdf>, s. 3 (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 29 World Nuclear Association, Uranium Enrichment. [Internet:] <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment.aspx> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 30 P. Gajda, W. Gałosz, U. Kuczyńska, A. Przybyszewska, A. Rajewski, Ł. Sawicki, Raport..., op. cit., s. 59.
- 31 Ibidem, s. 23.
- 32 To jedna z dyrekcji generalnych KE, która udziela wsparcia technicznego i naukowego potrzebnego do rozwoju, wdrażania i monitorowania polityk unijnych.
- 33 Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej (C/2022/631).
- 34 Polski Atom, Postępowanie z odpadami promieniotwórczymi, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/postepowanie-z-odpadami-promieniotworczyimi> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 35 Uchwała nr 154 Rady Ministrów z dnia 21 października 2020 r. w sprawie aktualizacji „Krajowego planu postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym” (M.P. 2020 poz. 1070).
- 36 ISB News, Firmy starające się o kontrakt na elektrownię atomową szacują udział polskich firm na 40-70 proc., [Internet:] <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/firmy-staraj-ce-si-o-kontrakt-na-elektrowni-atom-szacuj-udzial-polskich-firm-na-40-70/> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 37 A. Juszcak, Ekonomiczne aspekty inwestycji jądrowych w Polsce – wpływ na biznes, rynek pracy i społeczności lokalne, [Internet:] https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2022/08/PIE-Raport_Ekonomiczne-aspekty-inwestycji-jadrowych-w-Polsce.pdf (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 38 Polski Atom, Aktualizacja katalogu polskich firm z branży jądrowej „Polish Industry for Nuclear Energy” [Internet:] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/aktualizacja-katalogu-polskich-firm-z-branzy-jadrowej-polish-industry-for-nuclear-energy> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 39 J. Nowicki, Polski przemysł dla energetyki jądrowej, [Internet:] <https://wiadomosciektrotechniczne.pl/polski-przemysl-dla-energetyki-jadrowej/> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 40 Polski Atom, Polski przemysł dla atomu – przeszkolono 180 osób ze 100 firm, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/polski-przemysl-dla-atomu--przeszkolono-180-osob-ze-100-firm> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 41 A. Juszcak, Ekonomiczne aspekty... op.cit..
- 42 G. Tchorek (red.), Łańcuch wartości... op.cit..
- 43 Okres ten można skrócić do kilku lat przy zastosowaniu odpowiedniego modelu biznesowego.
- 44 Ile zapłaci Polska za elektrownię jądrową?, [Internet:] <https://energetyka24.com/atom/analizy-i-komentarze/ile-zaplaci-polska-za-elektrownie-jadrowa-komentarz> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 45 Ibidem.
- 46 Ibidem.
- 47 P. Rapacka, Poland / Capital Expenditure On First BWRX-300 SMR Project Estimated At €1.1 Billion, [Internet:] <https://www.nucnet.org/news/capital-expenditure-on-first-bwrx-300-smr-project-estimated-at-eur1-1-billion-5-4-2022> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 48 D. Schlissel, Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor, [Internet:] <https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor> (dostęp: 04.04.2023 r.).

- 49 R. Bryce, Rolls-Royce's SMR Needs 10,000 Times Less Land Than Wind Energy, Proves 'Iron Law Of Power Density', [Internet:] <https://www.forbes.com/sites/robertbryce/2022/05/27/rolls-royces-smr-needs-10000-times-less-land-than-wind-energy-proves-iron-law-of-power-density/?sh=858a7a998f06> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 50 Ministerstwo Finansów, Strategia zarządzania długiem sektora finansów publicznych w latach 2023–2026, Warszawa, wrzesień 2022, s. 43.
- 51 Ministerstwo Finansów, Poręczenia i gwarancje, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/finanse/poreczenia-i-gwarancje> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 52 Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. 1997 nr 78 poz. 483).
- 53 Art. 6. Ustawy budżetowej na rok 2023 z dnia 15 grudnia 2022 r. (Dz.U. 2023 poz. 256).
- 54 Ministerstwo Finansów, *Strategia...*, op. cit., s. 42.
- 55 Narodowy Bank Polski, Projekcja inflacji i PKB, [Internet:] <https://nbp.pl/polityka-pieniezna/projekcja-inflacji-i-pkb/> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 56 Ministerstwo Finansów, *Strategia...*, op. cit., s. 41.
- 57 Uzasadnienie do rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw, [Internet:] <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12349200/katalog/12803374#12803374>, s. 7 (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 58 Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. 2008 nr 199 poz. 1227) oraz Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz.U. 1994 nr 89 poz. 414).
- 59 Według stanu na dzień 6 marca 2023 r.
- 60 Ibidem, art. 38 (1-2).
- 61 Dokumentacja na potrzeby postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania przedsięwzięcia polegającego na budowie i eksploatacji pierwszej w Polsce Elektrowni Jądrowej o mocy elektrycznej do 3 750 MWe, na obszarze gmin: Choczewo lub Gniewino i Krokowa, Tom VI Raport OOS – Streszczenie w języku niespecjalistycznym, s. 289.
- 62 Odpowiednio: (i) Umowa między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Republiki Federalnej Niemiec w zakresie ocen oddziaływania na środowisko i strategicznych ocen oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym, podpisana w Neuhausen am Neckar 10 października 2018 r. oraz (ii) Umowa między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Republiki Litewskiej o realizacji Konwencji o ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym, podpisana w Warszawie dnia 27 maja 2004 r.
- 63 Zgodnie z art. 20 (4) ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących, do terminu na wydanie decyzji środowiskowej dotyczącej budowy obiektu energetyki jądrowej (45 dni) nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, **w szczególności w ramach postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko**, okresów zawieszenia postępowania oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu.
- 64 Dyrektywa 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko, zmieniona następnie dyrektywą 2014/52/UE z dnia 16 kwietnia 2014 r. (Dz.U.UE.L.2012.26.1).
- 65 Art. 259 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.U. C 326 z 26.10.2012).
- 66 Ibidem, art. 258.
- 67 Ibidem, art. 259.
- 68 Ibidem, art. 279 oraz art. 160 Regulaminu postępowania przed Trybunałem Sprawiedliwości (Dz.U.UE.L.2012.265.1).
- 69 Postanowienie TSUE z 20 listopada 2017 r. w sprawie C-441/17 R Komisja p. Polsce (ECLI:EU:C:2017:877).
- 70 Postanowienie Prezesa TSUE z 21 maja 2021 r. w sprawie C 121/21 R Komisja przeciwko Polsce (ECLI:EU:C:2021:420).
- 71 International Atomic Energy Agency, Electric grid reliability and interface with nuclear power plants, Vienna 2012, s. 8.
- 72 Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, listopad 2022 r.
- 73 Ustawa z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. 2015 poz. 1265).
- 74 Tj. elektrowni o mocy do 3750 MW zlokalizowanej na obszarze gmin Choczewo lub Gniewno i Krokowo.
- 75 Art. 53c ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 595).
- 76 Konwencja Wiedeńska o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową, sporządzona w Wiedniu dnia 21 maja 1963 r. (Dz.U. 1990 nr 63 poz. 370).
- 77 Konwencja Paryska o odpowiedzialności wobec osób trzecich w dziedzinie energii jądrowej, sporządzona w Paryżu dnia 19 maja 1960 r.
- 78 Konwencje różnią się przede wszystkim zakresem zastosowania, gdyż Konwencja paryska obejmuje państwa członkowskie OECD, a Konwencja wiedeńska ma charakter międzynarodowy.
- 79 Wspólny protokół dotyczący stosowania Konwencji wiedeńskiej i Konwencji Paryskiej (o odpowiedzialności za szkody jądrowe), sporządzony w Wiedniu dnia 21 września 1988 r. (Dz. U. 1994 r. nr 129 poz. 633).
- 80 International Atomic Energy Agency, Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage, [Internet:] <https://www.iaea.org/sites/default/files/infirc567.pdf> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 81 International Atomic Energy Agency, Vienna Convention on Civil Liability for Nuclear Damage, [Internet:] https://www.iaea.org/sites/default/files/22/06/liability_status.pdf (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 82 Nuclear Energy Agency, Paris Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy (Paris Convention or PC), [Internet:] https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_20196/paris-convention-on-third-party-liability-in-the-field-of-nuclear-energy-paris-convention-or-pc (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 83 E. Szkultecka, Odpowiedzialność cywilna za szkody jądrowe, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Nr 1/98, s. 4.
- 84 A. Sengupta, A. Sen, R. Sharma, Y. Mittal, Operationalising India's nuclear agreements. Issues and solutions on nuclear liability, Vidhi Centre For Legal Policy, DAE, Frequently Asked Questions and Answers on Civil Liability for Nuclear Damage Act 2010 and related issues, [Internet:] https://dae.gov.in/writereaddata/CLND_FAQ_v1_2015.pdf (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 85 Art. IV ust. 3 Konwencji Wiedeńskiej o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową, sporządzona w Wiedniu dnia 21 maja 1963 r. (Dz.U. 1990 nr 63 poz. 370).
- 86 Art. 9 Konwencji Paryskiej o odpowiedzialności wobec osób trzecich w dziedzinie energii jądrowej, sporządzona w Paryżu dnia 19 maja 1960 r. w brzmieniu zmienionym protokołami dodatkowymi z 1964 r. oraz 1982 r.
- 87 Art. 101 ust. 3 ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe. (Dz.U. 2001 nr 3 poz. 18).
- 88 Prawo atomowe przewiduje niższy minimalny poziom ubezpieczenia w odniesieniu do reaktorów badawczych.
- 89 R. Majda, Cywilna odpowiedzialność za szkodę jądrową w polskim prawie atomowym, Łódź 2006, s. 47.
- 90 Umowa o partnerstwie między członkami grupy państw Afryki, Karaibów i Pacyfiku z jednej strony a Wspólnotą Europejską i jej Państwami Członkowskimi z drugiej strony, podpisana w Kotonu 23 czerwca 2000 r.
- 91 B. Roguska, Polacy o rozwoju energetyki jądrowej, komunikat CBOS nr 151/2022.
- 92 P. Żuk, 2022: Soft power and the media management of energy transition: Analysis of the media narrative about the construction of nuclear power plants in Poland, w: Energy reports 9 (2023) oraz T. Herudziński, 2021: Społeczna percepcja energetyki jądrowej w perspektywie procesów transformacji energetycznej w Polsce, w: Człowiek i społeczeństwo t. LII, 2021.
- 93 P. Stankiewicz, 2014: Zbudujemy wam elektrownię (atomową!). Praktyka oceny technologii przy rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, w: Studia Socjologiczne nr 1(212), s. 80.
- 94 J. Duszyński, A. Afelt, A. Ochab-Marcinek, R. Owczuk, K. Pyrc, M., Rosińska, A. Rychard, T. Smiatacz, 2020: Zrozumieć COVID-19, w: Academia nr 4/64/2020, PAN, Warszawa.
- 95 A. Badora, 2022: Obawy Polaków u progu jesieni, komunikat CBOS nr 128/2022.
- 96 T. Herudziński, Społeczna percepcja..., op. cit., s. 258 oraz P. Żuk, Soft power and..., op. cit., s. 569.
- 97 M. Smith, 2020: International COVID-19 tracker update: 18 May, [Internet:] <https://today.yougov.com/topics/international/articles-reports/2020/05/18/international-covid-19-tracker-update-18-may> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 98 K. Szulecki, 2020: Securitization and state encroachment on the energy sector: Politics of exception in Poland's energy governance, w: Energy Policy nr 136.
- 99 P. Żuk, Soft power..., op. cit., s. 572, 580.
- 100 Ibidem.
- 101 P. Stankiewicz, Zbudujemy wam elektrownię..., op. cit., s. 80.

- 102 Ibidem, s. 84.
- 103 B. Roguska, Polacy o rozwoju..., op. cit.
- 104 Ibidem, s. 6.
- 105 T. Herudziński, *Społeczna percepcja...*, op. cit., s. 260.
- 106 A. Badora, K. Kud, M. Woźniak, 2021: Nuclear Energy Perception and Ecological Attitudes, w: *Energies*, s. 15.
- 107 T. Herudziński, *Społeczna percepcja...*, op. cit., s. 261.
- 108 Polski Atom, Komunikat MKiŚ i MF, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/komunikat-mkis-i-mf> (dostęp: 04.04.2023 r.).
- 109 Zgodnie z metodologią MAEA wielkość zatrudnienia w przypadku eksploatacji elektrowni jednoblokowej można oszacować na 500–700 osób, z tego 200–300 osób to technicy, a reszta to inni specjaliści. Wielkość zatrudnienia dla elektrowni dwublokowej wynosi około 1 tys. osób.

KANCELARIA BAKER MCKENZIE od ponad 70 lat doradza kluczowym podmiotom na światowych rynkach energii i surowców naturalnych. Kancelaria uczestniczy zarówno w globalnych jak i regionalnych projektach jako wiodący doradca prawny i podatkowy. Doświadczenie w sektorze energetyki jądrowej obejmuje doradztwo w zakresie projektów budowy nowych elektrowni jądrowych m.in. w Wielkiej Brytanii, Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Egipcie, RPA i na Węgrzech. Kancelaria doradzała m.in. w zakresie odpowiedzialności za skutki wypadków jądrowych, ubezpieczenia odpowiedzialności za szkody jądrowe, kontroli eksportu materiałów i technologii jądrowych, paliw jądrowych oraz w innych kluczowych aspektach rozwoju i eksploatacji, zarówno wielkoskalowych elektrowni jądrowych oraz SMR. Spośród światowych klientów kancelarii można wymienić m.in. EDF, Hitachi Energy, Energoatom, KHNP, Nuclear Mutual Limited, Urenco, czy Westinghouse. Jednym ze sztandarowych projektów przy których ostatnio doradzała kancelaria to projekt Barakah, polegający na budowie i zapewnieniu finansowania pierwszej elektrowni jądrowej w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Projekt został zrealizowany, składa się z czterech bloków APR1400, wytwarzających łącznie 5380 MW, a koszt realizacji wyniósł ponad 25 miliardów dolarów.

ENERGETYKA JĄDROWA - WYBRANI CZŁONKOWIE ZESPOŁU W POLSCE I NA ŚWIECIE



James P. O'Brien
Partner, Chicago



Michał Piekarski
Partner, Warszawa



Weronika Achramowicz
Partner, Warszawa



Neil M. Donoghue
Partner, Londyn



Claire Dietz-Polte
LL.M
Partner, Berlin



William-James Kettlewell
Starszy prawnik,
Bruksela



Tania Arora
Starszy prawnik,
Londyn



Elżbieta Buczkowska
Counsel, Warszawa



Piotr Ciepela
Starszy prawnik,
Warszawa



Michał Pituła
Prawnik, Warszawa



Zofia Szewczuk
Prawnik, Warszawa



Stanisław Gorzeliński
Prawnik, Warszawa

