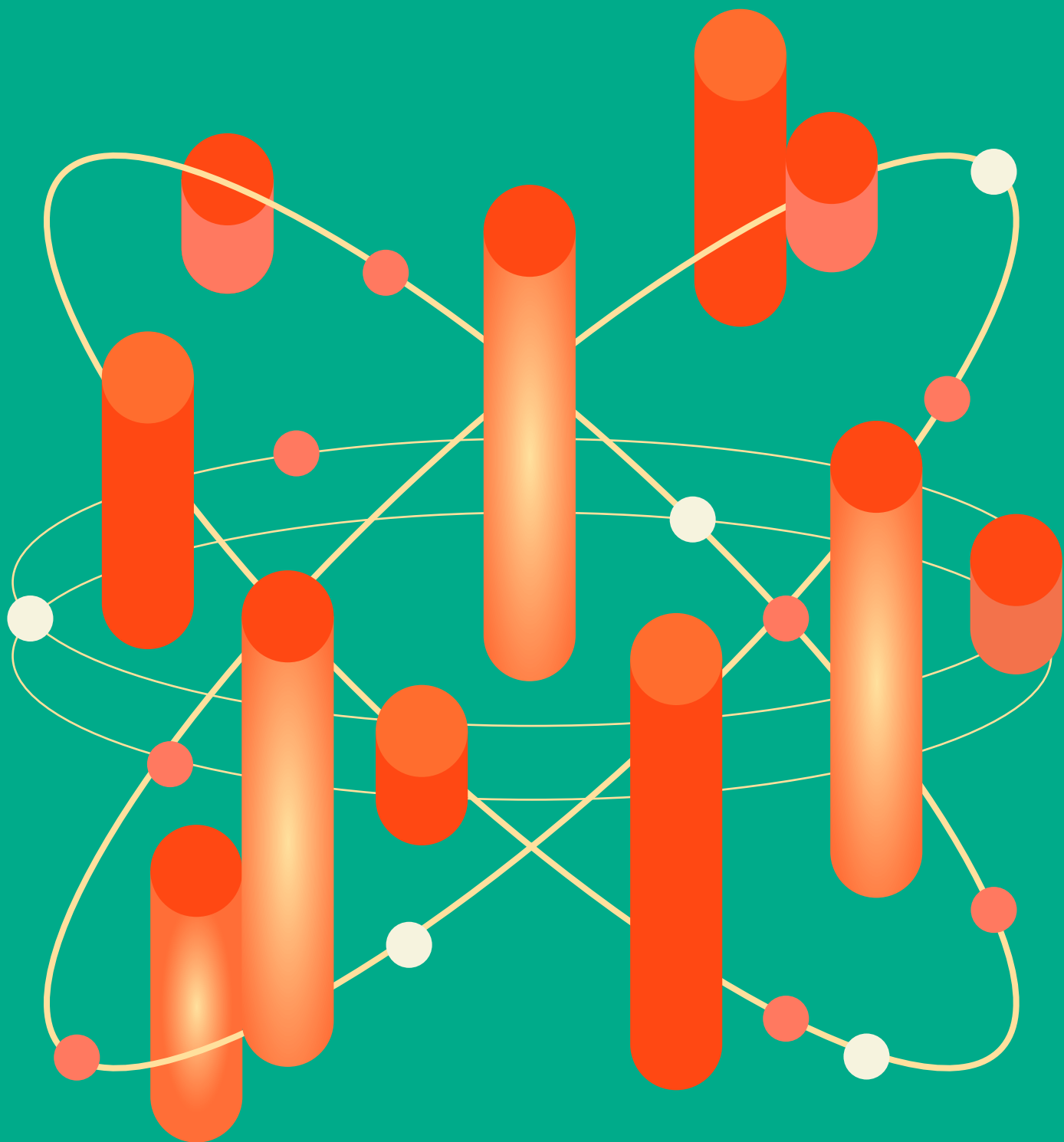


Mały atom

Nadzieje kontra rzeczywistość





AUTORZY

Dominik Brodacki

starszy analityk ds. energetycznych
Polityka Insight



Julia Cydejko

analityczka ds. energetycznych
Polityka Insight

REDAKCJA

Marcin Bąba

Polityka Insight

PROJEKT GRAFICZNY

Karolina Tomaszewska

Polityka Insight



Partnerem raportu jest EDF.

Polityka Insight dołożyła wszelkich starań by opracowanie było bezstronne i obiektywne. Wszelkie prawa zastrzeżone.

**POLITYKA
INSIGHT**

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 11 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, lipiec 2024 roku

Spis treści

WYKAZ SKRÓTÓW	5
KLUCZOWE WNIOSKI	6
WSTĘP	9

ROZDZIAŁ 1

SMR - w oczekiwaniu na przełom	10
Czym są SMR-y	10
Wyścig o komercjalizację	15
Mały atom w Polsce	27

ROZDZIAŁ 2

Co czeka inwestora	36
Uwarunkowania SMR-ów w energetyce	36
Uwarunkowania SMR-ów w ciepłownictwie	41
Uwarunkowania ekonomiczne	45
Uwarunkowania prawne	51
Uwarunkowania środowiskowe	59
Uwarunkowania społeczne	61
Perspektywy technologiczne	62
Perspektywy ekonomiczne	63
Perspektywy prawne	66
Perspektywy społeczne	69

ROZDZIAŁ 3

Co dalej z SMR-ami	70
Co czeka małe reaktory	70
Czego potrzebują małe reaktory	72

PODSUMOWANIE	82
---------------------	-----------

PRZYPISY	84
-----------------	-----------

Wykaz skrótów

- ARP** - Agencja Rozwoju Przemysłu
- BWR** - reaktor wodny wrzący (ang. *boiling water reactor*)
- CfD** - kontrakt różnicowy (ang. *Contract for Difference*)
- ENTSO-E** - Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych
- FOAK** - pierwszy w swoim rodzaju (ang. *First-of-a-Kind*)
- GDOŚ** - Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
- GEH** - GE-Hitachi
- GIOŚ** - Główny Inspektorat Ochrony Środowiska
- KE** - Komisja Europejska
- KPEiK** - Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.
- KSE** - Krajowy System Elektroenergetyczny
- LCOE** - wskaźnik efektywności kosztowej (ang. *Levelised Cost of Electricity*)
- MAEA** - Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej
- MKiŚ** - Ministerstwo Klimatu i Środowiska
- MP** - Ministerstwo Przemysłu
- mSv** - milisiwert (jednostka odnosząca się do działania promieniowania jonizującego na organizmy żywe)
- MWe** - megawat mocy elektrycznej
- MWt** - megawat mocy cieplnej
- NEA** - Agencja Energii Jądrowej (ang. *Nuclear Energy Agency*)
- NFOŚiGW** - Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
- NIMBY** - sprzeciw wobec realizacji inwestycji w najbliższym sąsiedztwie respondenta (ang. *Not In My Back Yard Backyard*)
- NOAK** - n-ty w swoim rodzaju (ang. *N-th-of-a-Kind*)
- NRC** - amerykańska Komisja Dozoru Jądrowego (ang. *Nuclear Regulatory Commission*)
- OECD** - Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (ang. *Organization for Economic Cooperation and Development*)
- OPG** - Ontario Power Generation
- OSGE** - Orlen Synthos Green Energy
- OWT** - Organizacja Wsparcia Technicznego
- OZE** - odnawialne źródła energii
- PAA** - Państwowa Agencja Atomistyki
- PE** - Parlament Europejski
- PEJ** - Polskie Elektrownie Jądrowe
- PEP2040** - Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.
- PPA** - umowa bezpośrednio łącząca wytwórcę energii elektrycznej lub ciepła z odbiorcą, bez pośrednictwa państwa (ang. *Power Purchase Agreement*)
- PPEJ** - Program polskiej energetyki jądrowej
- PSE** - Polskie Sieci Elektroenergetyczne
- PWR** - reaktor wodny ciśnieniowy (ang. *pressurized water reactor*)
- SMR** - mały reaktor jądrowy zaprojektowany w technologii modułowej (ang. *Small Modular Reactor*)
- UDT** - Urząd Dozoru Technicznego
- UE** - Unia Europejska
- URE** - Urząd Regulacji Energetyki
- WENRA** - Zachodnioeuropejskie Stowarzyszenie Organów Dozoru Jądrowego (ang. *Western European Nuclear Regulators' Association*)

Kluczowe wnioski

1 Część decydentów postrzega małe reaktory jądrowe jako rozwiązanie niemal bez wad. Wierzy, że ich budowa będzie szybka, prosta i mniej kosztowna niż jednostek wielkoskalowych. Przekonanie to kontrastuje z aktualnym stanem wiedzy na temat technicznych uwarunkowań i potencjału SMR-ów.

2 Narracja wokół małego atomu często służy celom politycznym, co w przyszłości może zaszkodzić wizerunkowi całej branży jądrowej. Ten zaś jest kluczowy dla pozyskania finansowania i zamówień, a także dla utrzymania wysokiego poparcia społecznego dla atomu. Urealnienie dyskusji publicznej przyniesie więc korzyść zarówno SMR-om, jak i wielkoskalowym reaktorom.

3 SMR-y nie są jeszcze dostępne na rynku, a realne harmonogramy ich wdrażania odbiegają od deklaracji niektórych inwestorów. Szansa na rozpoczęcie budowy w Polsce pierwszych jednostek może pojawić się około 2030 r. Możliwe, że część projektów nigdy nie doczeka się komercjalizacji, a w przypadku innych nastąpi ona znacznie później niż oczekuje rynek.

4 SMR-y mogą produkować niskoemisyjny prąd i ciepło, ale także zasilać elektrolizery do produkcji wodoru czy odsalarki wody morskiej oraz wytwarzać parę technologiczną dla przemysłu. Niewykluczone, że w przyszłości zastąpią część wysłużonych bloków węglowych. Mogą więc służyć szeroko rozumianej dekarbonizacji przemysłu i sektora elektroenergetycznego. Nie ma jednak gwarancji, że będą zgodne z technicznymi i ekonomicznymi uwarunkowaniami KSE i systemów ciepłowniczych.

5 Nie są znane koszty budowy żadnego z SMR-ów rozważanych przez polskich inwestorów. Można oczekiwać, że cena SMR-a w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej oraz koszt produkowanej w nim energii elektrycznej będą wyższe niż w przypadku tradycyjnych elektrowni jądrowych, co wynika z mniejszego efektu skali jeśli chodzi o moc reaktorów. Odpowiedzią na te ryzyka ma być efekt serii, standaryzacja i modularyzacja konstrukcji, a w uzasadnionych przypadkach – budowa kilku SMR-ów w tej samej lokalizacji.

6 Taktyka ta może przynieść oczekiwane skutki za 20-30 lat, gdy efekt serii i bagaż doświadczeń z pierwszej fali wdrażania SMR-ów pozwoli na powielanie sprawdzonych metod. Do tego czasu mały atom będzie mierzyć się z podobnym lub większym ryzykiem opóźnień i przekroczeń budżetu co duże elektrownie jądrowe, tym bardziej, że zastosowane w nich technologie, ich wymiary i filozofia konstrukcji pod wieloma względami nie różnią się od tradycyjnych reaktorów III generacji. SMR-y będą też podlegać tym samym wymogom bezpieczeństwa.

7

Mały atom powinien być postrzegany jako uzupełnienie wielkoskalowych bloków jądrowych, niezbędnych do przeprowadzenia w Polsce transformacji energetycznej. SMR-y mogą trafić w te potrzeby, których duży atom nie będzie w stanie zaspokoić, szczególnie w kontekście dekarbonizacji przemysłu, a w przyszłości także ciepłownictwa.

8

Powodzenie rozwoju technologii SMR zależeć będzie m.in. od zdolności dostawców technologii do zapewnienia odpowiedniego portfela zamówień, przy jednoczesnym zagwarantowaniu produkcji modułów reaktorów przez przemysł po odpowiednio niskich kosztach i z „jakością jądrową”. Kluczowa będzie też możliwość pozyskania finansowania, zdolność budowy zaplecza projektowego i łańcuchów dostaw, a także doświadczenie dostawcy technologii i inwestora czy wsparcie polityczne. W uprzywilejowanej pozycji stawia to firmy, które projektują reaktory od dekad, mają doświadczenie w ich wdrażaniu i cieszą się zaufaniem rządów i instytucji finansowych.

9

Atom potrzebuje stabilnego porozumienia ponadpartyjnego. Polski rząd powinien uwzględnić rozwój SMR-ów w strategicznych dokumentach i wspierać najbardziej perspektywiczne projekty. Opieranie na nich planów w zakresie transformacji byłoby jednak błędem.

10

Polskie regulacje są neutralne technologicznie i równoważą interes inwestorów i dostawców SMR-ów z interesem publicznym. Nie zabraniają też realizacji projektów typu FOAK. Obecnie ich systemowa zmiana nie jest zasadna, a nawet wiązałyby się ze wzrostem ryzyka dla projektów. Nie można jednak wykluczyć, że w przyszłości, gdy potrzeby inwestorów zostaną dobrze rozpoznane, pojawi się konieczność zmian w prawie.

11

Inwestycje w SMR-y będą wiązać się z szeregiem korzyści środowiskowych, podobnie jak rozwój konwencjonalnych reaktorów jądrowych. Do rozstrzygnięcia pozostaje skala ich oddziaływania związanego z gospodarką odpadami jądrowymi.

12

Rząd i spółki projektowe powinny skupić się nie tylko na rozwoju SMR-ów, ale przede wszystkim na budowie i wzmacnianiu krajowej gotowości do ich szybkiego wdrażania w przyszłości, gdy będą już sprawdzone i komercyjnie dostępne.

Wstęp

Chcemy, by niniejszy raport stanowił przyczynek do dyskusji publicznej dotyczącej małego atomu, która w naszej ocenie powinna odzwierciedlać rzeczywiste ryzyka i szanse związane z SMR-ami. Dotychczas, niekiedy z powodów stricte politycznych i marketingowych, debata o małych reaktorach jądrowych często była oderwana od faktów. Może to istotnie obniżyć wiarygodność tej obiecującej technologii i zaszkodzić reputacji całej branży jądrowej. W czarnym scenariuszu grozi wręcz fiaskiem transformacji energetycznej w Polsce, może bowiem utrudnić lub opóźnić budowę jakichkolwiek reaktorów. W obliczu cywilizacyjnego wyzwania, jakim jest transformacja energetyczna, podejmowanie takiego ryzyka jest niepotrzebne i niebezpieczne. Bez atomu transformacja energetyczna nie ma szans pełnego powodzenia.

Duże i małe reaktory powinny stanowić impuls rozwoju gospodarczego i narzędzie budowy niskoemisyjnego bezpieczeństwa energetycznego. Nie można wykluczyć, że Polsce nie uda się bez nich zasypać luki po elektrowniach węglowych, ani utrzymać konkurencyjności przemysłu, który zapewnia jeden z najwyższych wkładów w krajowe PKB w skali Unii (29,3 proc. w 2022 r.). To dobrze, że SMR-y cieszą się poparciem rządu, spółek z udziałem skarbu państwa i dużej części społeczeństwa. Aby go nie stracić, inwestorzy muszą dbać o wiarygodność swoich projektów, mierząc siły na zamiary i uwzględniając rzeczywiste potrzeby rynku. Proces wdrażania SMR-ów wymaga od wszystkich interesariuszy rzetelnej wiedzy o ich potencjale.

Niniejszy raport składa się z trzech rozdziałów. W pierwszym prezentujemy najważniejsze technologie SMR i stopień zaawansowania kluczowych projektów w Polsce. Podsumowujemy stan debaty o małym atomie i dominujące narracje. Rozdział drugi zawiera analizę szans i ryzyk związanych z budową SMR-ów w Polsce, a trzeci stanowi próbę nakreślenia realnych perspektyw ich rozwoju oraz działań, jakie można podjąć na obecnym etapie.

Raport powstał na podstawie analizy dokumentów źródłowych, publikacji naukowych i branżowych oraz danych rynkowych. Bazuje na własnych badaniach autorów i ich wiedzy zdobytej w trakcie praktyki zawodowej. Wnioski opierają się na publicznie dostępnych informacjach, w tym szczegółach planowanych inwestycji oraz deklaracjach organów i instytucji publicznych.



Dominik Brodacki
Polityka Insight

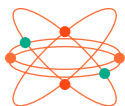


Julia Cydejko
Polityka Insight

SMR – w oczekiwaniu na przełom

CZYM SĄ SMR-Y

Nie ma jednej definicji małych reaktorów jądrowych. Pojęcie to stosuje się do bardzo szerokiej i różnorodnej grupy projektów, wśród których można znaleźć zarówno całkowicie innowacyjne rozwiązania, jak i jednostki będące przeskalowaną wersją sprawdzonych technologii jądrowych. W dyskusji publicznej do SMR-ów zalicza się reaktory o bardzo niewielkiej mocy (niekiedy rzędu 10 MW), jak i o mocy dochodzącej do nawet 700 MW, a więc większej niż moc wielu już działających na świecie reaktorów, które uchodzą za jednostki konwencjonalne. **MAEA definiuje SMR-y jako reaktory o mocy do 300 MW.** W założeniu producentów mają one być łatwo skalowalne. Dzięki niższej mocy zainstalowanej, kompaktowym rozmiarom, modułowej konstrukcji oraz optymalizacji procesu wytwarzania komponentów mają powstawać szybciej i taniej niż reaktory wielkoskalowe. Te ostatnie prawie zawsze buduje się w ramach państwowych programów jądrowych, a projekty SMR są adresowane także do podmiotów prywatnych, w tym przemysłu.



Duża rozpiętość mocy projektów określanych jako SMR sprawia, że mianem tym określa się mikro, małe i średnie reaktory. Pojęcie to zwykle się stosować do większości jednostek, które mają mniejszą moc zainstalowaną niż typowy budowany współcześnie reaktor III generacji.

Wspólnym mianownikiem projektów SMR jest dążenie do optymalizacji procesu inwestycyjnego poprzez efekt serii. Firmy projektujące małe reaktory dążą do modularyzacji całej konstrukcji i przeniesienia jak największej części procesów produkcyjnych do fabryk, gdzie komponenty będą wytwarzane seryjnie. Celem jest skrócenie czasu budowy w miejscu docelowej instalacji i obniżenie kosztów. Podejście to nie jest w branży jądrowej nowe, ale SMR-y ma wyróżniać skala jego zastosowania, w której ich producenci pokładają nadzieję na zwiększenie opłacalności budowy. Przykładowo, udział komponentów produkowanych fabrycznie w elektrowni jądrowej Rolls-Royce SMR ma wynieść 90 proc. **Zasadnicza różnica między wielkoskalową elektrownią jądrową a SMR dotyczy więc filozofii prowadzenia inwestycji.** Korzyści operacyjne i finansowe z produkcji małych reaktorów ma też zapewnić efekt serii generujący odpowiednio dużą liczbę jednoczesnych zamówień na ich budowę. Będą one tym większe, im pełniejsze będzie wykorzystanie mocy produkcyjnych w fabrykach, dlatego dostawcom technologii zależy, by rezerwowało ją jak najwięcej inwestorów. Już na etapie koncepcyjnym dążą zarazem

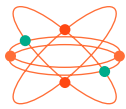
do jak największej przewidywalności procesu inwestycyjnego, starając się ograniczyć liczbę zmiennych – np. GEH już teraz wylicza w dokumentacji elektrowni BWRX-300 typy dźwigów niezbędnych na placu budowy i plan ich pracy.

Dlaczego SMR-y

SMR-y będą niskoemisyjnymi, dyspozycyjnymi i elastycznymi źródłami energii. Wzrost zainteresowania nimi wynika z coraz pilniejszej potrzeby odchodzenia od paliw kopalnych na rzecz nisko – i zeroemisyjnych źródeł energii w związku z globalnymi celami klimatycznymi, w tym przyjętą w Porozumieniu paryskim ambicją ograniczenia wzrostu średniej temperatury do 1,5 st. C. Oznacza to konieczność osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., w tym niemal zupełnej eliminacji węgla i gazu z sektora energii. Pokłosiem tego jest też prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wskutek elektryfikacji, w tym dotyczącej procesów przemysłowych, transportu, ciepłownictwa i ogrzewnictwa oraz rozwoju przemysłu. Wysiłki krajów rozwiniętych na rzecz dekarbonizacji skupiały się dotąd głównie na rozwoju odnawialnych źródeł energii, szczególnie fotowoltaiki i energetyki wiatrowej. Jednak doświadczenia państw o wysokim udziale tych technologii w miksie energetycznym ukazały **potrzebę uzupełnienia systemu o źródła niezależne od warunków pogodowych.**

Małe reaktory mogą zastępować stare bloki węglowe. Problem braku dyspozycyjnych i niskoemisyjnych mocy jest szczególnie newralgiczny w przypadku Polski, gdzie fundament miksu energetycznego pozostaje węgiel. Z danych PSE wynika, że w 2023 r. elektrownie na węgiel kamienny dostarczyły 46,82 proc. krajowej produkcji prądu, zaś te na węgiel brunatny – 21,13 proc. Poza wysoką emisyjnością i zawyżającymi ceny energii kosztami paliwa i uprawnień do emisji CO₂, wadą starych bloków węglowych jest niska elastyczność. Elektrownie te nie są stworzone do pracy w trybie szczytowym, ale do ciągłej i stabilnej generacji w podstawie, czyli w praktyce z jak najwyższym wykorzystaniem mocy. Coraz wyższe nasycenie systemu źródłami OZE, zwłaszcza fotowoltaiką, sprawia, że źródła konwencjonalne obniżają moc podawaną do sieci rano i skokowo podnoszą ją po zachodzie słońca. Nie mogą całkiem się wyłączyć – w ciągu dnia pracują na minimach technicznych, które pozwalają na zachowanie ciągłości pracy i zmniejszają ryzyko awarii. W przypadku starszych bloków na węgiel minima te są wyższe niż w nowszych lub zmodernizowanych źródłach czy blokach gazowych. Co więcej, dociążanie starych bloków węglowych trwa dłużej – ok. 2 MW na minutę, wobec 3-4 MW na minutę w nowszych. W efekcie polski operator coraz częściej zmuszony jest do nierynkowych redukcji zielonej energii, by „zmieścić” w miksie minima techniczne emisyjnych źródeł węglowych.

SMR-y są postrzegane jako jedna z potencjalnych odpowiedzi na ten problem, ponieważ nie będą emitować CO₂, a ich parametry co do zasady mają pozwalać na szybsze zmiany obciążenia na wezwanie operatora. Ich moc zainstalowana nie będzie też znacząco odbiegać od bloków klasy 200 MW (według stanu na kwiecień 2024 r. w Polsce pracuje 47 takich jednostek), co teoretycznie pozwala włączać je do systemu bez potrzeby jego gruntownej przebudowy. Wreszcie, SMR-y mają szansę dostarczać moc na obszarach o słabej infrastrukturze sieciowej, takich jak tereny wiejskie, a nawet pracować w trybie *off the grid*. Z drugiej strony, **praca w trybie szczytowym może okazać się dla SMR-ów nieekonomiczna** – ograniczając produkcję energii, inwestor naraża się na wydłużenie okresu zwrotu z inwestycji.



SMR-y, podobnie jak nowe reaktory wielkoskalowe, muszą być zdolne do szybkich zmian wykorzystywanej mocy. W przypadku reaktora Nuward będzie można obniżyć ją ze 100 do 20 proc. w ciągu 40 minut, a BWRX-300 ze 100 do 50 proc. w ciągu dwóch godzin (i nieco szybciej z wykorzystaniem skraplacza).

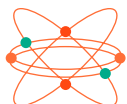
Małe reaktory jądrowe kuszą elastycznością zastosowań. Dostawcy technologii podkreślają, że poza energią elektryczną będą one produkować **ciepło sieciowe, niskoemisyjny wodór czy media energetyczne** (np. parę technologiczną) na potrzeby zakładów przemysłowych. Mogą również zasilać instalacje do **odsalania wody morskiej**. Ma to stwarzać potencjalnym właścicielom elektrowni przestrzeń do dywersyfikacji przychodów, zwiększenia rentowności i skrócenia okresu zwrotu z inwestycji. Gdyby SMR miał produkować tylko prąd zgodnie z zapotrzebowaniem operatora, poziom osiąganych przychodów byłby uzależniony od poziomu generacji z OZE, które mają pierwszeństwo w dostępie do sieci. W praktyce oznaczałoby to pracę w szczycie zapotrzebowania, a w konsekwencji – niski współczynnik wykorzystania, nawet przy założeniu, że część mocy byłaby kontraktowana w ramach mechanizmu mocowego.

Atutem SMR-ów mają być mniej wyśrubowane wymagania lokalizacyjne. Z perspektywy technologicznej wszystkie potencjalne funkcje SMR-ów mogłyby spełniać też wielkoskalowe reaktory, ale istnieje nadzieja, że ich mniejsze odpowiedniki będą zajmować mniej miejsca i wymagać mniejszej ilości wody do chłodzenia. W niektórych projektach powierzchnia i zapotrzebowanie na wodę, a także ilość betonu i stali potrzebnych przy budowie, są jednak w przeliczeniu na 1 MW mocy większe niż w przypadku reaktorów wielkoskalowych. Kolejnym atutem ma być łatwość lokowania małego atomu w pobliżu miast, co dałoby im większe szanse na odegranie roli w transformacji ciepłownictwa, dla którego kluczowy jest dystans dzielący jednostkę wytwórczą od odbiorców końcowych. Nieco łagodniejsze wymagania lokalizacyjne będą też sprzyjać budowie SMR-ów przy zakładach przemysłowych, np. na terenach poindustrialnych w sąsiedztwie funkcjonujących obiektów. Reaktory takie mogłyby pomóc w dekarbonizacji sektora chemicznego, ale też paliwowego, np. zasilając elektrolizery do produkcji paliw wodorowych. Przydałyby się też wszędzie tam, gdzie wykorzystywana jest para technologiczna, w tym w przemyśle spożywczym. **W praktyce obszar konieczny do wyłączenia z eksploatacji na inne cele jest jednak trudny do przewidzenia** – przy samym budynku SMR-a będą musiały stanąć np. budynki pomocnicze, magazyny czy infrastruktura sieciowa do wyprowadzenia mocy. W przypadku BWRX-300 różnica między powierzchnią samej elektrowni a terenem potrzebnym inwestorowi to blisko 130 tys. m².

Co to za technologia

SMR-y bazują na technologiach jądrowych stosowanych w nowoczesnych, wielkoskalowych reaktorach. Są to zwykle zaawansowane jednostki III lub IV generacji, wyposażone w pasywne i aktywne systemy bezpieczeństwa. Elektrownia taka będzie chłodzona dzięki naturalnemu obiegowi wody, bez potrzeby zewnętrznego zasilania pomp. W wypadku awarii wyłączy się bez udziału człowieka, co zminimalizuje ryzyko związane z błędem ludzkim lub zdarzeniami zewnętrznymi, np. katastrofami naturalnymi czy atakiem militarnym. Podstawową zasadę

działania SMR-y dzielą ze sprawdzonymi i szeroko stosowanymi rozwiązaniami. **Większość konstrukcji (m.in. Nuward, Rolls-Royce SMR) bazuje na reaktorach PWR**, które stanowią 73 proc. wszystkich eksploatowanych na świecie bloków i dysponują łączną mocą ok. 294 GW (stan na kwiecień 2024 r.). Co więcej, w technologii tej od lat 50. XX w. powstało kilkaset reaktorów zasilających okręty marynarki wojennej i statków. Drugi najpopularniejszy typ reaktora, reaktor BWR, jest za to podstawą projektu BWRX-300, którego wdrożenie w Polsce planuje OSGE. W globalnej flocie eksploatowanych reaktorów technologia BWR ma ok. 10-proc. udział i zapewnia ok. 43 GW mocy. Główna różnica między PWR a BWR dotyczy nie tyle przebiegu reakcji jądrowej, ile procesu wytwarzania pary, która trafia następnie do wytwarzającej energię elektryczną turbiny parowej. W blokach PWR podgrzana woda pod wysokim ciśnieniem przechodzi przez dwa obiegi, natomiast w BWR cyrkuluje w jednym. Reaktor wrzący nie wymaga odrębnej wytwornicy pary, ale jego wadą jest praca wszystkich urządzeń, w tym turbiny, w warunkach radioaktywnych, co wymaga stosowania specjalnych osłon przed promieniowaniem. Jest to jeden z powodów, dla których BWR-ów nie instaluje się na okrętach podwodnych.



SMR-y nie różnią się od tradycyjnych reaktorów pod względem zasady działania. W praktyce wiele projektów jest efektem prób „pomniejszenia” rozwiązań stosowanych od lat.

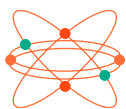
W niektórych projektach SMR zmodyfikowano układ reaktorów. Chodzi o to, by elektrownia zajmowała jak najmniejszą przestrzeń i nadawała się do modularyzacji. Takie rozwiązania wdrożył np. NuScale, który oferuje konstrukcje składające się z czterech, sześciu lub dwunastu modułów pracujących obok siebie. Z kolei EDF proponuje umieszczenie w tym samym budynku dwóch reaktorów, oddzielonych przestrzenią na zużyte i nowe paliwo. Atutem takiego układu ma być współdzielenie instalacji pomocniczych, np. służących do przeładunku czy składowania paliwa, a także większa elastyczność w doborze wariantu przez inwestora i możliwość rozbudowy elektrowni etapami poprzez instalację kolejnych modułów. W wielu projektach SMR kluczowe komponenty są posadowione poniżej poziomu ziemi, co zwiększa ich fizyczną odporność np. na kataklizmy czy atak militarny. W niektórych projektach zrezygnowano też ze stosowania kwasu borowego do regulacji pracy reaktora, co ma zmniejszyć ilość substancji koniecznych do odprowadzenia i utylizacji oraz uprościć konstrukcję układów towarzyszących.

Co wiemy, czego nie wiemy

SMR-y obowiązują te same standardy co tradycyjne elektrownie jądrowe. Projekty małych reaktorów przechodzą przez identyczne procedury licencjonowania co nowe reaktory wielkoskalowe, a przed dopuszczeniem do stosowania w danym kraju są oceniane przez regulatorów według tych samych kryteriów, szczególnie w aspektach dotyczących bezpieczeństwa. W niektórych państwach – np. Wielkiej Brytanii – poza dozorem jądrowym w ocenie technologii uczestniczą także organy odpowiedzialne za ochronę środowiska, które badają jej wpływ na otoczenie. Przebieg tych procedur różni się w zależności od systemu prawnego, a często także trybu prowadzenia

dialogu inwestora bądź dostawcy technologii z administracją. W wielu krajach, szczególnie w UE, wymogi regulacyjne są dalece zharmonizowane i wynikają ze standardów międzynarodowych. Rząd wspiera proces licencjonowania SMR-ów zwłaszcza tam, gdzie angażuje w niego własne zasoby, np. w ramach grantów na rozwój projektu lub nadzoru właścicielskiego nad spółką celową. Aby nieco przyspieszyć proces uzyskiwania pozwoleń, firmy rozwijające projekty SMR chętnie korzystają też z fakultatywnych procedur pre-licencyjnych, w tym z udziałem dozorów jądrowych z innych krajów. Pozwala im to zorientować się w szczegółowych wymaganiach regulatorów i wdrażać ich zalecenia jeszcze na etapie projektowania. **W praktyce dopuszczenie nowej technologii jądrowej do użytku zajmuje co najmniej 3-5 lat.**

Przeszkodą w rozwoju SMR-ów jest brak dokładnych i wiarygodnych danych o kosztach. Według producentów, przewagą małych reaktorów nad dużymi ma być ich niższy koszt jednostkowy, ale na obecnym etapie trudno go oszacować i potwierdzić. Nawet budowa kilku elektrowni w danej technologii nie da jeszcze pełnego, wiarygodnego obrazu kosztów inwestycyjnych (CAPEX), kosztów operacyjnych (OPEX), a wreszcie ceny energii elektrycznej i innych produktów, np. wytwarzanego przy użyciu energii z SMR-a wodoru. Niektórzy inwestorzy próbują podawać szacunki, ale są one często zmieniane w miarę rozwoju projektu. Przykładowo, OSGE w kwietniu 2023 r. informowało, że budowa pierwszego SMR-a w technologii BWRX-300 będzie kosztować 1,5 mld euro, w maju – że 1,3 mld euro, a w październiku 2023 r. podniosło prognozę do 1,6 mld euro. Warto przy tym pamiętać, że **koszty pierwszych reaktorów w danej technologii będą zapewne znacząco wyższe niż kolejnych serii**, a CAPEX nie zamyka się w kosztach budowy – proces inwestycyjny obejmuje też m.in. badania, prace projektowe i wielomiesięczny proces uruchamiania elektrowni jądrowej, który w Polsce nie został jeszcze przetarty przez żadnego inwestora. W toku wdrażania nowej technologii wyższe są też koszty związane z wynagrodzeniami pracowników i doradców czy wydatki na cele operacyjne spółki celowej.



O cenie energii z pierwszych SMR-ów zdecyduje poziom państwowego wsparcia udzielonego inwestorom. W krajach UE zapewne przyjmie ono formę kontraktów różnicowych.

Koszty budowy małych reaktorów mogą spaść, ale nie wiadomo o ile i kiedy. Oszacowanie CAPEX-u jest tym trudniejsze, że głównym założeniem projektów SMR jest optymalizacja poprzez efekt skali, dzięki czemu koszty mają maleć wraz z budową kolejnych jednostek. Nie wiadomo jednak, ile zamówień musi zostać złożonych, by efekt serii został osiągnięty, a dostawca technologii mógł obniżyć jej cenę. Zgodnie z prognozami brytyjskiego rządu, który przyjmuje tzw. wskaźnik uczenia się (*learning curve*) na poziomie 6,5-8 proc., SMR-y mogą stać się konkurencyjne kosztowo w stosunku do dużych elektrowni jądrowych po uruchomieniu 5-8 GW w tej samej technologii lub po przyłączeniu 50-100 bloków (w zależności od mocy). W praktyce oznacza to, że finansowe i operacyjne ryzyka związane z komercjalizacją SMR-ów będzie musiała wziąć na siebie pokaźna grupa *early adopters* wdrażających te technologie. Pierwszymi inwestorami nie

mogą być samodzielnie działające podmioty prywatne – tak jak w przypadku każdego projektu jądrowego, **do mitygacji ryzyk niezbędne będzie zaangażowanie państwa**. Stawia to pod znakiem zapytania kluczowe założenie małych reaktorów, jakim jest przystosowanie oferty do potrzeb i możliwości inwestycyjnych podmiotów prywatnych.

Trudno oszacować czas realizacji pierwszych SMR-ów, ale większość dostawców technologii przyjmuje bardzo optymistyczne założenia. Dla przykładu, Rolls-Royce szacuje, że przygotowanie terenu pod budowę RR SMR zajmie dwa lata, a kolejne dwa lata – budowa i uruchomienie elektrowni. OPG, które prowadzi wstępne prace na terenie przyszłego BWRX-300 w kanadyjskim Darlington i chce ruszyć z budową elektrowni w 2025 r., zamierza podać energię z pierwszego reaktora w 2029 r. Pomimo licznych rozwiązań projektowych ukierunkowanych na skrócenie czasu budowy, tak ekspresowe tempo realizacji wydaje się mało prawdopodobne, szczególnie w przypadku jednostek typu FOAK. Dotyczy to zwłaszcza krajów takich jak Polska, które nie dysponują rozwiniętym sektorem jądrowym i doświadczeniem w budowie reaktorów.

WYŚCIG O KOMERCJALIZACJĘ

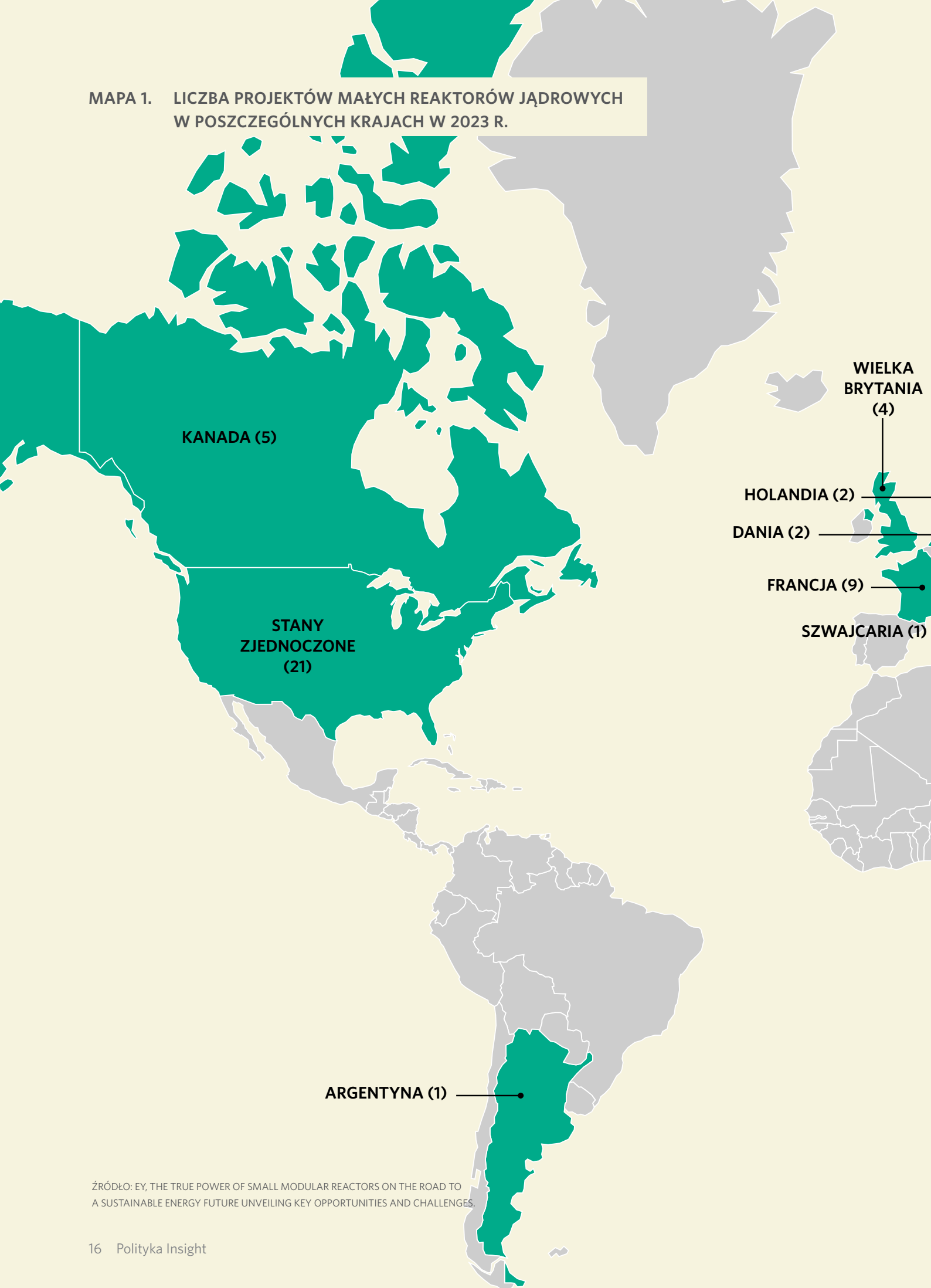
🗺️ mapa
s. 14-15

Trudno oszacować dokładną liczbę rozwijanych SMR-ów. W 2022 r. MAEA informowała o ponad 80 aktywnych projektach¹. Pod koniec 2023 r. brytyjski think-tank New Nuclear Watch Institute szacował ich liczbę na 70², a w marcu 2024 r. EY na 90³. Problem ze stworzeniem zamkniętej listy wynika z braku precyzyjnej definicji małego reaktora i znaczących różnic w tempie prac nad ich certyfikacją oraz komercjalizacją. SMR-y są rozwijane w co najmniej 18 krajach, ale o realny udział w rodzącym się rynku zaawansowanych technologii jądrowych rywalizują USA, Francja, Wielka Brytania, Chiny i Rosja.

Przewaga protekcjonizmu

Najdalej zaszły Rosja i Chiny. To jedyne kraje, które wprowadziły już pierwsze bloki do eksploatacji komercyjnej. Pod koniec 2019 r. na Kamczatce przyłączono pływającą elektrownię jądrową Akademik Łomonosow, na którą składają się dwa reaktory KLT-40S o mocy elektrycznej 35 MWe i cieplnej 150 MWt każdy. Bazują one na sowieckich OK-150 i OK-900, przeznaczonych do zasilania lodołamaczy, i stały się bazą dla projektu pokładowego małego reaktora RITM-200 oraz jego lądowej wersji RITM-200N, opracowywanych przez spółkę-córkę rosyjskiego Rosatomu OKBM Afrikantov. W 2028 r. Rosatom chce uruchomić pierwszy RITM-200N w Jakucji, gdzie ma już pozwolenie na budowę i rozpoczął prace przygotowawcze. Z kolei w 2021 r. w chińskiej prowincji Szantung nad Morzem Żółtym ruszyły dwa demonstracyjne SMR-y, które od grudnia 2023 r. są eksploatowane komercyjnie. To wysokotemperaturowe reaktory IV generacji HTR-PM o mocy 200 MWt każdy, chłodzone gazem i napędzające pojedynczą turbinę parową o mocy 210 MWe. Za projekt odpowiada konsorcjum Uniwersytetu Tsinghua, China Huaneng Group i China National Nuclear Cooperation. Chiny budują też komercyjną elektrownię SMR Linglong One o mocy 125 MW w Changjiang w prowincji Hajnan. W lutym 2024 r. zakończyła się budowa zasadniczej części budynku reaktora.

MAPA 1. LICZBA PROJEKTÓW MAŁYCH REAKTORÓW JĄDROWYCH W POSZCZEGÓLNYCH KRAJACH W 2023 R.

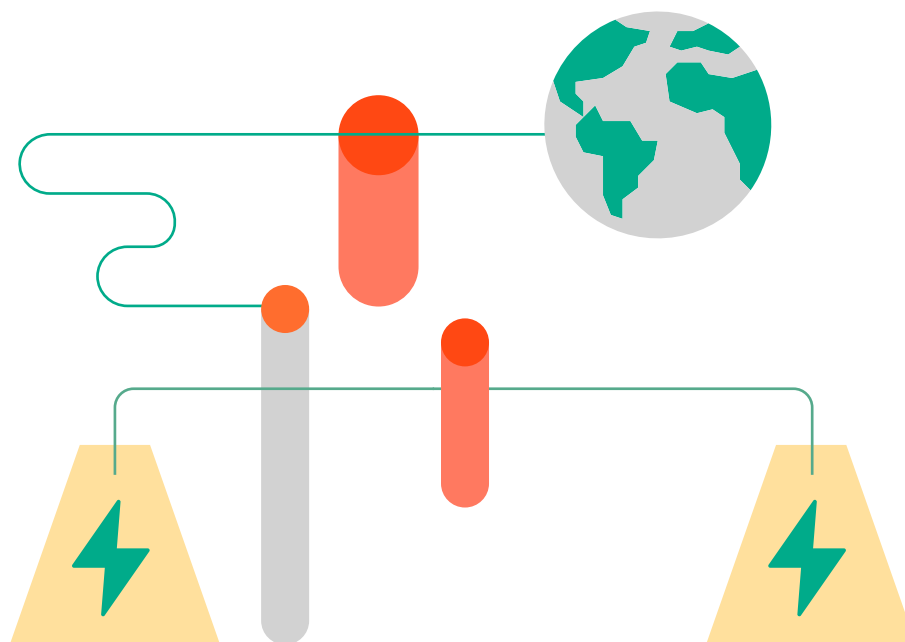


ŹRÓDŁO: EY, THE TRUE POWER OF SMALL MODULAR REACTORS ON THE ROAD TO A SUSTAINABLE ENERGY FUTURE UNVEILING KEY OPPORTUNITIES AND CHALLENGES.



Silny przemysł jądrowy Chin i Rosji przyspiesza rozwój SMR-ów. Nowe reaktory mogą tam powstawać szybciej dzięki mobilizacji krajowych zasobów kadrowych i materiałowych, bez konieczności angażowania firm zagranicznych. Prawdziwym motorem rozwoju chińskich i rosyjskich SMR-ów jest jednak wysoce protekcyjna i centralnie sterowana polityka gospodarcza władz, szczególnie w przypadku Chin. SMR-y są wymienione wśród priorytetów chińskiego planu pięcioletniego na lata 2021-2025, stanowią więc jeden z kluczowych obszarów polityki gospodarczej Pekinu. Chińskie SMR-y mają też szansę znaleźć nabywców za granicą – Chiny nie muszą przestrzegać standardów finansowania eksportu obowiązujących kraje OECD, więc różnica między rynkowymi stopami procentowymi a ofertą dla potencjalnych importerów chińskich technologii może być dostosowana do potrzeb klienta.

Poleganie na rosyjskich i chińskich technologiach rodzi szereg ryzyk natury geopolitycznej, gospodarczej i obronnej, dlatego zainteresowane energetyką jądrową kraje Europy raczej nie biorą ich pod uwagę. Niewykluczone jednak, że Chiny i Rosja będą eksportować SMR-y do krajów Zatoki Perskiej i niektórych państw Azji. Planują je też instalować u siebie. W efekcie pierwsza fala wdrażania SMR-ów (do ok. 2035 r.) może być zdominowana przez rosyjski RITM-200N i chiński Linglong One. Ambicją Wielkiej Brytanii, USA czy Francji jest jednak dogonienie Chin i Rosji pod koniec pierwszej fazy, w tym poprzez eksport małych reaktorów.

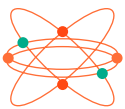


Zachód pracuje nad nowymi konstrukcjami

BWRX-300 (USA)

BWRX-300 bazuje na konstrukcji wielkoskalowego reaktora ESBWR.

BWRX-300 o mocy elektrycznej 300 MWe i mocy cieplnej 870 MWt to rozwijany przez GEH reaktor BWR 10. generacji. Bazuje na technologiach zastosowanych w reaktorze ESBWR o mocy 1600 MW, który posiada certyfikację amerykańskiej NRC i kilkanaście lat temu był brany pod uwagę w kontekście pierwszej dużej elektrowni jądrowej w Polsce. Ostatecznie nikt nie podjął się jego budowy. BWRX-300 ma moc ponad czterokrotnie mniejszą niż ESBWR, a zbiornik reaktora jest o 5 proc. (1,6 m) niższy i o 43 proc. (3,1 m) węższy. Ponieważ większość instalacji znajduje się pod ziemią, GEH udało się zmniejszyć obszar elektrowni – sam budynek ma zajmować 9,8 tys. m², co według spółki stanowi ok. 10 proc. terenu tradycyjnej elektrowni jądrowej. W dokumentacji mowa też o „terenie właściciela”, który liczy 138 tys. m² i obejmuje całość infrastruktury sieciowej i pomocniczej. Wybór reaktora BWR zamiast popularnego PWR⁴ wynika z profilu technologicznego GEH. Wielkoskalowe BWR-y General Electric powstają od lat 50. XX w., a współcześnie są eksploatowane lub uzyskały homologacje m.in. w USA, Japonii, Wielkiej Brytanii, Włoszech, Hiszpanii i Szwecji. Pozwala to firmie ograniczyć wydatki na badania i rozwój, ale nie wpływa na skrócenie procedur związanych z dopuszczeniem BWRX-300 do budowy.



Sama wyspa jądrowa to tylko część kompleksu elektrowni jądrowej. W przypadku BWRX-300 cała infrastruktura związana z reaktorem zajęłaby obszar zbliżony do 20 boisk piłkarskich. Niektórzy dostawcy technologii w ogóle nie podają analogicznych informacji.

Konstrukcja BWRX-300 zakłada pracę z mocą od 150 MWe do 300 MWe.

Z perspektywy operatora głównym atutem BWRX-300 ma być wysoka elastyczność pracy. Reaktor będzie mógł zwiększyć obciążenie z 50 do 100 proc. w ciągu dwóch godzin, zaś redukcja mocy może trwać jeszcze krócej dzięki opcji szybkiego zrzutu pary do skraplacza. BWRX-300 ma pracować przez 60 lat, ale przy utrzymaniu dobrego stanu technicznego instalacji okres ten będzie można wydłużyć o 20 lat. Współczynnik wykorzystania mocy w okresie eksploatacji, uwzględniający przestoje na przeglądy i przeładunek paliwa, ma wynieść 95 proc. Atutem BWRX-300 ma też być kompatybilność z popularnym paliwem jądrowym GNF2 produkcji GEH, stosowanym w ponad 20 czynnych elektrowniach jądrowych. Wymiana paliwa będzie następować co 12-24 miesięcy i wymagać przestoju trwającego 10-20 dni. Podobnie jak projekty konkurencyjne, BWRX-300

ma wykorzystywać pasywny układ chłodzenia, który bez interwencji człowieka będzie sprawny przez siedem dni. Elementem wyróżniającym go na tle omawianych w niniejszym raporcie technologii jest obecność układu wtrysku boru, który ma pozwalać na odstawienie reaktora ze stanu pracy przy pełnej mocy do tzw. stanu podkrytycznego zimnego bez ruchu prętów sterujących. System ten będzie wykorzystywany tylko gdy zawiedzie normalny układ regulacji reaktora.

Modularyzacja trójfazowa: od komponentów, przez podmoduły do modułów.

Budowa BWRX-300 od tzw. pierwszego betonu do etapu gotowości na załadunek paliwa ma trwać 30-36 miesięcy. Wylanie betonu poprzedzają długotrwałe prace przygotowawcze (w tym wykop), a po ukończeniu budowy instalację czeka rozruch i testy. Ekspresowe tempo prac budowlanych ma wynikać z ustandaryzowania konstrukcji, aby w kolejnych lokalizacjach można było powielać proces bez istotnych modyfikacji. Projekt zakłada też trójfazową modularyzację: wytwarzane fabrycznie komponenty jeszcze na miejscu produkcji montowane są w podmoduły, które trafiają na teren budowy elektrowni, gdzie łączą się w większe moduły i dopiero w tej postaci przenoszone są na docelowe miejsce instalacji.

Pierwsze cztery reaktory BWRX-300 mają powstać w Kanadzie. Inwestor czeka na zielone światło od dozoru jądrowego.

OPG przygotowuje się do budowy pierwszej elektrowni BWRX-300 w Darlington. To państwowa spółka energetyczna (należy do rządu kanadyjskiej Prowincji Ontario), która w styczniu 2023 r. zawarła pierwszy kontrakt na budowę małego reaktora jądrowego GEH i chce uruchomić go w 2029 r. Latem 2023 r. ogłosiła, że zwiększy flotę BWRX-300 o kolejne trzy jednostki, które mają zostać oddane do użytku po 2036 r. To odmienna praktyka niż w przypadku inwestycji w tradycyjne elektrownie jądrowe, których kolejne bloki są zwykle oddawane do użytku w odstępach wynoszących 2-3 lata. Według stanu na kwiecień 2024 r., OPG jest na etapie zaawansowanych prac przygotowawczych, w tym wykopu pod pierwszy reaktor. By mogły ruszyć prace nad infrastrukturą jądrową, Kanadyjska Komisja Bezpieczeństwa Jądrowego (CNSC) musi wydać licencję na budowę samego reaktora; będzie ona dotyczyć tylko pierwszej jednostki. OPG liczy, że dostanie zielone światło do końca 2024 r. i ruszy z budową elektrowni na początku 2025 r. Projekt BWRX-300 pomyślnie przeszedł tymczasem pre-licencyjną procedurę *vendor design review*, w której CNSC nie dopatrzyła się fundamentalnych barier dla dalszego rozwoju BWRX-300 w Kanadzie. Regulator stwierdził też, że ocena oddziaływania na środowisko, przeprowadzona w latach 2006-2009 bez wskazania technologii reaktorów, jest zgodna z uwarunkowaniami BWRX-300. OPG nie musi już więc inicjować żadnej procedury środowiskowej na potrzeby budowy SMR-ów w Darlington.

Projekt GEH jest badany przez dozór jądrowy w USA i uzyskał ogólną opinię Prezesa PAA.

NRC prowadzi procedurę pre-licencyjną dla BWRX-300 od 2019 r. Korzysta w niej z doświadczeń kanadyjskiego CNSC – w 2022 r. oba dozory jądrowe zawarły list intencyjny, który zakłada wspólną identyfikację obszarów do weryfikacji, wymianę wiedzy specjalistycznej i analiz. Budowę reaktorów BWRX-300 w USA interesuje się Tennessee Valley Authority.

Projekt GEH wstępnie ocenił również Prezes PAA w Polsce. W maju 2023 r. wydał ogólną opinię dotyczącą wybranych założeń technologii reaktora, w której stwierdził ich zgodność z polskimi wymaganiami bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej.

NUWARD (Francja)

EDF chce budować reaktory Nuward parami aby zwiększyć pewność dostaw odbiorcom przemysłowym.

Nuward ma być kompatybilny z paliwem MOX, wykorzystującym pluton odzyskany ze zużytego paliwa jądrowego.

EDF zakłada, że Nuward będzie zajmował proporcjonalnie mniej miejsca niż duża elektrownia jądrowa i wykorzystywał odpowiednio mniej wody.

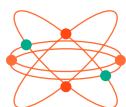
Modelowa elektrownia Nuward ma składać się z dwóch reaktorów PWR III+ generacji. Nominalna moc elektryczna każdego z nich wyniesie 170 MWe, a cieplna 540 MWt, ale moce te będzie można dostosowywać do zapotrzebowania – para reaktorów będzie mogła produkować jednocześnie energię elektryczną i ciepłą. Nuward ma cechować większa elastyczność niż BWRX-300, co wynika m.in. ze specyfiki technologii PWR – w ciągu 40 minut francuski reaktor ma być zdolny do zejścia ze 100 do 20 proc. mocy nominalnej, czyli 70 MWe. Projekt ma być dostosowany do europejskich wymagań sieciowych, zakłada bowiem parametry zgodne ze standardami ENTSO-E i EUR (*European Utilities Requirements*).

Reaktory mają być umieszczone w dwóch sąsiadujących ze sobą basenach z wodą, częściowo pod ziemią. Wyposażone będą w układ chłodzenia i inne systemy bezpieczeństwa o charakterze aktywnym i pasywnym (mają zachowywać bezpieczeństwo bez ingerencji z zewnątrz przez trzy dni). Paliwo ma być wymieniane raz na 24 miesiące. EDF dopuszcza również stosowanie paliwa MOX, czyli mieszanki plutonu odzyskanego ze zużytego paliwa jądrowego ze zubożonym uranem. Rdzeń referencyjny pochodzi bezpośrednio z zespołu paliwowego 17x17 UO₂ (połowa rozmiaru) stosowanego w większości działających reaktorów PWR, ale układ jest uproszczony. Zużyte paliwo będzie mogło być przechowywane do 10 lat w komorze między reaktorami. W odróżnieniu od większości reaktorów konwencjonalnych, Nuward nie wykorzystuje kwasu borowego, co pozwala ograniczyć zrzuty ścieków do środowiska. Korzysta też z mniejszej niż zazwyczaj liczby rurociągów doprowadzających chłodziwo.

Elektrownia będzie zajmować 3,5 tys. m². Według EDF jest to w przeliczeniu na 1 MW obszar zbliżony do wymaganego przez tradycyjne elektrownie jądrowe. To teren stosunkowo niewielki – dla porównania, elektrownia BWRX-300 będzie zajmować 9,8 tys. m²⁵. Szacunki EDF nie odnoszą się jednak do całego obszaru zajmowanego przez elektrownię i jej infrastrukturę towarzyszącą. Francuski SMR ma wymagać dopływu 0,2 m³⁶ wody na sekundę, co według EDF stanowi w przeliczeniu na 1 MW ilość proporcjonalną do wielkoskalowych atomówek. Czas eksploatacji „by design” wyniesie 60 lat, a współczynnik dyspozycyjności przekroczy 90 proc.

Liderem prac projektowych jest EDF, ale uczestniczy w nich kilkanaście podmiotów i instytucji.

Za rozwój projektu odpowiada spółka Nuward, kontrolowana przez energetyczny koncern EDF. To operator floty 68 reaktorów (o łącznej mocy 63,1 GWe w Francji, 5,9 GWe w Wielkiej Brytanii i 1,7 GWe w Chinach; EDF posiada w tamtejszej elektrowni 30 proc. udziałów) i zarazem największa grupa energetyczna we Francji, która w 2023 r. znalazła się w 100 proc. pod kontrolą rządu w Paryżu. Prace nad wstępnym *opportunity study* do projektu Nuward ruszyły w 2017 r. przy udziale kilku podmiotów z francuskiego i belgijskiego sektora jądrowego: Komitetu ds. Energii Alternatywnych i Energii Atomowej (CEA), czyli agencji rządowej odpowiedzialnej za rozwój technologii dla sektorów energetyki, obronności i przemysłu; Naval Group specjalizującej się w technologiach jądrowych dla okrętów podwodnych; TechnicAtome, która rozwija kompaktowe reaktory jądrowe; a także Tractebel (grupa Engie), wywodzącej się z Belgii firmy inżynierskiej i konsultingowej.



W 2030 r. EDF chce wylać beton pod pierwszy reaktor Nuward i planuje, że budowa zajmie nieco ponad 40 miesięcy (okres budowy przewidziany dla reaktorów NOAK). Elektrownia powstanie we Francji, a jej dokładna lokalizacja może zostać ogłoszona w 2024 r.

W 2022 r. rząd Francji zdecydował, że do Nuward trafi połowa kwoty przeznaczonej na wsparcie rozwoju SMR-ów we Francji.

W 2019 r. nastąpiła oficjalna prezentacja projektu i rozpoczęła się faza *conceptual design*. Dwa lata później EDF zaangażował do prac nad reaktorem firmę Framatome, producenta paliw dla reaktorów PWR. W 2020 r. rząd Francji wyłożył 50 mln euro na prace koncepcyjne, a w lutym 2022 r. przyznał na dalszy rozwój reaktora Nuward dofinansowanie w wysokości 500 mln euro do 2030 r. w ramach programu France 2030, co stanowiło połowę budżetu przeznaczonego na SMR-y. Dwa lata później KE wyraziła zgodę na wypłatę 300 mln euro pomocy publicznej w ramach kolejnej transzy z tych środków.

W procedurze wstępnego przeglądu konstrukcji Nuward uczestniczą dozory jądrowe z sześciu krajów Europy, w tym z Polski.

Przygotowania do budowy pierwszego reaktora Nuward są na wczesnym etapie, ale to i tak najbardziej perspektywiczny projekt SMR w UE. Stosunkowo niski stopień zaawansowania prac projektowych⁷ EDF tłumaczy ambicją stworzenia zunifikowanego projektu gotowego do szybkiego wdrażania na głównych rynkach europejskich. W tym celu francuski koncern prowadzi procedurę wstępnego przeglądu, zainicjowaną w 2022 r. na etapie *concept design*. Wówczas zaangażowano do niej trzy dozory jądrowe: francuski ASN, fiński STUK i czeski SUJB. Na początku 2023 r. projekt wszedł w fazę *basic design*, w której regulatorzy analizują zabezpieczenia reaktora na podstawie próbek; EDF prowadzi już także testy nowych rozwiązań w swoim reaktorze – płytowych wytwornic pary i pasywnych systemów bezpieczeństwa.

Faza *basic design* może się zakończyć na przełomie 2025 i 2026 r. EDF utworzył tymczasem spółkę-córkę Nuward, która pozostaje w dialogu z partnerami z poprzednich etapów prac. Stara się też zacieśniać współpracę z nowymi podmiotami, które w przyszłości mogą uczestniczyć w łańcuchu dostaw Nuwarda (np. włoskimi Ansaldo Energia i Ansaldo Nucleare), po to by zapewnić wykonalność produkcji przemysłowej komponentów SMR Nuward. W lipcu 2023 r. ruszył formalny proces pre-licencjonowania projektu przez ASN, z kolei pod koniec 2023 r. do drugiego etapu prac nad wstępną analizą koncepcji Nuward dołączyły dozory z Polski (PAA), Szwecji (SSM) i Holandii (ANVS). Od grudnia 2021 r. aspekty techniczne, przemysłowe i ekonomiczne projektu konsultowane są też z międzynarodową grupą ekspertów i naukowców w ramach International Nuward Advisory Board. EDF liczy, że w ostatecznym bilansie pozwoli to znacznie przyspieszyć właściwe procedury licencyjne w krajach zaangażowanych w proces wczesnego przeglądu i wypracować standardowy projekt na rynki europejskie. Założeniem EDF jest „odzyskanie” czasu spędzonego na wczesnym etapie projektu na zapewnieniu warunków do seryjnej produkcji i komercjalizacji „ponadnarodowego” projektu reaktora SMR na późniejszym etapie, kiedy konkurencyjni dostawcy będą np. postawieni przed koniecznością wprowadzania zmian narzucanych przez dozory jądrowe poszczególnych państw europejskich. W kwestii licencjonowania SMR nie jest to zresztą podejście odosobnione – GEH również prowadzi prace nad „projektem standardowym” BWRX-300.

EDF przeprojektuje swój reaktor.

Na początku lipca 2024 r. EDF potwierdził informacje o technicznych modyfikacjach w projekcie elektrowni Nuward, utrzymując przy tym swoje zaangażowanie w rozwój SMR-ów. Zmiany wynikać mają z sygnałów otrzymywanych ze strony rynku (operatorów jądrowych i rady doradczej INAB) i zamiaru ograniczenia ryzyka związanego z rozwojem nowych technologii (co może mieć poważny wpływ na koszty i harmonogram projektu). Nowa „urealniona” wersja SMR Nuward opierać ma się wyłącznie na sprawdzonych technologiach. Jej założenia techniczne mają być znane jesienią 2024 r.

RR SMR (Wielka Brytania)

Rolls-Royce SMR wyróżnia wysoka jak na mały reaktor moc zainstalowana.

W Wielkiej Brytanii mały reaktor rozwija spółka, w której większościowy udział ma Rolls-Royce. Projekt znany jako Rolls-Royce SMR (RR SMR) lub UK SMR bazuje na trzybiegowym reaktorze PWR o mocy elektrycznej 470 MWe i cieplnej 1358 MWt. Wykracza więc poza orientacyjny „limit” mocy SMR-ów, który wynosi 300 MW. Firma podkreśla jego modułowość – elektrownie w tej technologii mają składać się z 1,5 tys. ustandaryzowanych elementów produkowanych seryjnie i montowanych na terenie obiektu. Sama wyspa jądrowa będzie mieć 90 m długości,

75 m szerokości i 40 m wysokości nad ziemią, a cała elektrownia zajmie obszar 49 tys. m² (tyle szacuje brytyjski regulator, aczkolwiek Rolls-Royce we wstępnych dokumentach podaje obszar 40 tys. m²). Zakładany okres eksploatacji brytyjskiego SMR-a wynosi 60 lat, przy poziomie wykorzystania mocy przewyższającym 95 proc. Zakres elastyczności mocy to 50-100 proc., przy maksymalnych zmianach 3-5 proc. na minutę. Reaktor będzie wykorzystywał paliwo jądrowe o poziomie wzbogacenia do 4,95 proc., wymieniane w odstępach 18-24 miesięcy. Jesienią 2023 r. spółka podpisała z Westinghouse Electric Company umowę na zaprojektowanie dedykowanego paliwa dla UK SMR. Już teraz ocenia, że w ciągu całego okresu eksploatacji RR SMR zużyje go 285 m³. Reaktor wyposażony będzie w aktywne i pasywne systemy bezpieczeństwa. Rolls-Royce prezentuje szczegóły projektu w dokumencie Environment, Safety, Security, and Safeguards (E3S) Case, poświęconym aspektom technicznemu, środowiskowemu i związanym z bezpieczeństwem jądrowym.

Rolls-Royce korzysta ze wsparcia rządu w Londynie, ale finansowanie prac projektowych domykają prywatni inwestorzy zagraniczni.

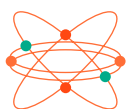
Spółka Rolls-Royce SMR powstała jesienią 2021 r., po sześciu latach wstępnych prac nad założeniami projektu. Rolls-Royce to gigant brytyjskiego przemysłu i producent reaktorów dla okrętów podwodnych. Według stanu na listopad 2023 r. kontroluje w spółce Rolls-Royce SMR ok. 76,1 proc. udziałów. Pozostałymi udziałowcami są firmy inwestycyjne BNF Resources (ok. 11,1 proc.) i Qatar Holdings (ok. 9,7 proc.) oraz amerykańska grupa energetyczna Constellation Generation (ok. 3,1 proc.), która w 2020 r. podpisała z Rolls-Royce list intencyjny w sprawie możliwej eksploatacji brytyjskich SMR-ów. Z punktu widzenia Rolls-Royce udział inwestorów zewnętrznych w projekcie jest kluczowy dla domknięcia jego finansowania – w marcu 2024 r. spółka deklarowała, że pozyskała dzięki temu kapitał w wysokości 280 mln funtów. Korzysta też ze wsparcia brytyjskiego rządu – w 2020 r. otrzymała grant w wysokości 210 mln funtów (wyplacany stopniowo) w ramach programu Low-Cost Nuclear Challenge, przeznaczonego dla projektów o wskaźniku LCOE nieprzekraczającym 70 funtów za MWh. Do końca 2022 r. na R&D przeznaczyła ponad 89 mln funtów, ale w samym 2023 r. wydała na to co najmniej 74 mln funtów⁸. W lutym 2023 r. ostrzegła natomiast, że z końcem 2024 r. wyczerpie środki na rozwój projektu. Do tego czasu ma jednak zostać rozstrzygnięty rządowy przetarg Great British Nuclear, w ramach którego kontrakty na rozwój swoich technologii otrzymają dwa spośród sześciu projektów: Nuward (EDF), BWRX-300 (GEH), VOYGR (NuScale), Holtec International SMR-160+ (Holtec Britain), AP300 (Westinghouse) i Rolls-Royce SMR.

W odróżnieniu od innych dostawców technologii, Rolls-Royce podaje szacunkowe koszty energii ze swojego SMR-a.

Brytyjska firma podała szacunkowe koszty budowy SMR-ów. W 2021 r. informowała, że dla piątego uruchomionego w tej technologii reaktora CAPEX ma wynieść 1,8 mld funtów, czyli ok. 3,8 mln funtów za 1 MW mocy. Średnia cena energii elektrycznej produkowanej przez reaktor w ciągu całego okresu eksploatacji miałyby wahać się w granicach 40-60 funtów za MWh (zgodnie z założeniami kosztów finansowania w 2021 r.).

Brytyjscy regulatorzy mogą ukończyć procedurę oceny projektu w II połowie 2026 r.

Według stanu na kwiecień 2024 r. **Rolls-Royce jest w trakcie licencjonowania swojego reaktora w ramach trzyletniej procedury znanej jako Generic Design Assessment (GDA)**. Uczestniczą w niej trzy brytyjskie agencje rządowe: Urząd Dozoru Jądrowego (ONR), Agencja Środowiska i Agencja Zasobów Naturalnych Walii (NRW), które oceniają niezależny od lokalizacji wpływ elektrowni na środowisko. Rolls-Royce zainicjował GDA dla SMR-a w kwietniu 2022 r. Rok później ukończył pierwszy etap obliczony na ustalenie docelowego zakresu oceny i przeszedł do etapu drugiego, czyli oceny zasadniczej.



Z raportu wydanego przez brytyjskich regulatorów po pierwszym etapie GDA wynika, że Rolls-Royce na bieżąco realizuje ich oczekiwania. Musi jednak pozyskać dodatkowe finansowanie, aby kontynuować procedurę.

Procedura licencjonowania reaktora pozwala Rolls-Royce'owi na bieżąco dostosowywać projekt do wymagań regulatorów, także w zakresie wpływu na środowisko.

W 2022 r. Rolls-Royce SMR szacował, że ostateczną, pozytywną opinię o UK SMR regulatorzy wydadzą w połowie 2024 r., a pierwsza elektrownia zostanie przekazana do komercyjnej eksploatacji w 2029 r. Obecnie Rolls-Royce celuje już w początek lat 30. Jednym z powodów opóźnienia jest przedłużająca się GDA. Zgodnie z raportem podsumowującym pierwszy etap oceny, cała procedura ma zakończyć się w sierpniu 2026 r. Warunkiem jest jednak przejście do sierpnia 2024 r. do trzeciego etapu, czyli szczegółowej oceny zabezpieczeń reaktora na podstawie próbek. W tym celu spółka musi m.in. pozyskać dodatkowe fundusze na dalszy rozwój projektu i kontynuować zdefiniowane przez regulatorów działania w zakresie poprawy zarządzania bezpieczeństwem oraz kontroli jakości. Wydłużony czas trwania procedur wynika m.in. z tego, że brytyjskie organy nigdy wcześniej nie analizowały projektu reaktora, który nie byłby już w eksploatacji lub w budowie w innym kraju. Co więcej, projekt nie jest jeszcze gotowy – Rolls-Royce dopracowuje go równoległe z toczącą się GDA. Sytuacja ta ma swoje wady i zalety – umożliwia precyzyjne dostosowanie konstrukcji do oczekiwań regulatorów, ale wymaga też nadzoru prac nad projektem.

VOYGR (USA)

NuScale zakłada budowę od czterech do 12 modułów jądrowych.

VOYGR to projekt firmy NuScale, która niejednokrotnie zmieniała liczbę modułów i moc zainstalowaną elektrowni. Same moduły są pod względem konstrukcyjnym identyczne – każdy składa się z reaktora i wytwornicy pary, ulokowanych w cylindrycznej komorze o wysokości ok. 23 m i średnicy ok. 4,5 m. Wariant VOYGR-12 zakłada instalację do 12 modułów o mocy elektrycznej 77 MWe każdy, czyli o łącznej maksymalnej

mocy 924 MWe i cieplnej 3 GWt. Dostępne są też dwa mniejsze warianty: VOYGR-6 z sześcioma modułami o łącznej mocy elektrycznej 462 MWe i cieplnej 1,5 GWt oraz VOYGR-4 z czterema modułami o łącznej mocy elektrycznej 308 MWe i cieplnej 1 GWt.

Wysoka moc zainstalowana VOYGR-12 upodabnia projekt do wielkoskalowej elektrowni jądrowej.

Pod względem mocy zainstalowanej VOYGR-12 niewiele różni się od AP1000 Westinghouse'a, czyli reaktora o mocy elektrycznej brutto 1250 MWe (trzy bloki tego typu mają stanąć w elektrowni jądrowej w Choczewie). Obie konstrukcje wykorzystują pasywne systemy bezpieczeństwa, choć NuScale zakłada, że VOYGR mógłby radzić sobie bez interwencji człowieka bezterminowo, natomiast Westinghouse deklaruje samoistne zachowanie bezpieczeństwa przez 72 godziny od wystąpienia awarii. Obie firmy chwalą się kompaktowym układem swoich elektrowni, przy czym pod względem obszaru samej wyspy jądrowej wygrywa AP1000 – według Westinghouse'a zajmuje ona ok. 3 tys. m², wobec 5,75 tys. m² w przypadku VOYGR-12. W przypadku elektrowni jądrowej w Choczewie sama część lądowa elektrowni ma przy tym zajmować 688 tys. m², tymczasem według NuScale VOYGR-12 potrzebowałaby ok. 155,4 tys. m².

NuScale dostał od amerykańskiego dozoru jądrowego zielone światło, ale dla wariantu, którego już nie oferuje.

VOYGR, w wersji z modułami o mocy 50MWe, to jedyny SMR zatwierdzony przez amerykański dozór jądrowy. W styczniu 2023 r. uzyskał pełną certyfikację NRC (*standard design*), co oznacza, że inwestor może wybrać tę technologię we wniosku o łączoną licencję na budowę i eksploatację reaktora (*combined license to build and operate*). Dotyczy ona jednak wariantu wycofanego już przez NuScale; obecnie firma oferuje moduły po 77 MWe, dla których stara się o analogiczną certyfikację. NRC nie przyjął też wyjaśnień NuScale ws. niektórych aspektów technicznych, w tym dotyczących bezpieczeństwa (np. ryzyka rozerwania rurek wytwornicy pary); kwestie te musiałyby zostać rozstrzygnięte na etapie rozpatrywania ewentualnego wniosku o łączoną licencję. Dozór nie przesądził też, czy można byłoby dostawiać moduły do tego samego budynku już po uruchomieniu elektrowni. Mimo to, według stanu na kwiecień 2024 r. NuScale pozostaje jedyną firmą, która otrzymała dla swojego reaktora certyfikację *standard design*; VOYGR to siódmy reaktor, który uzyskał ten status w USA.

Flagowy projekt NuScale zatopiły pęczniące koszty.

Fiasco flagowego projektu NuScale w Utah podkopało nadzieje na rozwój VOYGR. NuScale uchodził za zachodniego lidera w rozwoju małych reaktorów modułowych, m.in. dzięki silnemu wsparciu rządu USA. Od 2000 r., gdy naukowcy z Oregon State University i Idaho National Laboratory ruszyli z pierwszymi pracami nad VOYGR, Departament Energii USA (DOE) przyznał na jego rozwój granty w łącznej sumie ponad 650 mln dol. W 2020 r. projekt budowy pilotażowej elektrowni VOYGR w Idaho (Carbon Free Power Project) otrzymał też od DOE dziesięcioletni grant w wysokości 1,35 mld dol. Pierwszy SMR NuScale miał pracować dla Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS), czyli zrzeszenia lokalnych spółek energetycznych w siedmiu stanach

w zachodniej części USA. W styczniu 2024 r. UAMPS zamierzał wnioskować o łączoną licencję, ale w listopadzie 2023 r. w porozumieniu z NuScale podjął decyzję o wygaszeniu projektu. Powodem był odpływ wspóln inwestorów, którzy zrezygnowali ze swoich udziałów ze względu na stale rosnące koszty, w których partycypowali według zadeklarowanego zapotrzebowania na moc. W 2017 r. inwestycja miała kosztować 3,6 mld dol., w 2020 r. – 6,1 mld dol., a w 2023 r. – 9,3 mld dol.

Jednym z powodów wzrostu kosztów SMR VOYGR było skoncentrowanie się NuScale na ukończeniu prac projektowych i zakończeniu licencjonowania przed podjęciem kwestii zdolności do przemysłowej produkcji komponentów reaktora. Stąd też wyceniane koszty produkcji elementów dla ukończonego już projektu, bez możliwości jego adaptacji, okazały się nieprzewidzianie wysokie. Kolejnym powodem wycofywania się kolejnych udziałowców były opóźnienia – pierwotnie NuScale miał rozpocząć budowę wyspy jądrowej w 2023 r. i uruchomić pierwszy moduł w 2026 r., a pozostałe 11 – w 2027 r. Data uruchomienia pierwszego modułu została przesunięta na 2029 r., a reszty – na 2030 r.

TABELA 1. WYBRANE PARAMETRY ZAAWANSOWANYCH PROJEKTÓW SMR

	BWRX-300	NUWARD	ROLLS-ROYCE SMR	VOYGR
Moc zainstalowana	300 MWe	340 MWe	470 MWe	308 MWe-924 MWe
Liczba reaktorów	1	2 (po 170 MWe każdy)	1	4-12 (po 77 MWe każdy)
Powierzchnia obiektu	138 tys. m ² (teren właściciela)	bd.	49 tys. m ²	155,4 tys. m ² (w wersji z 12 reaktorami)
Okres eksploatacji	>60 lat	>60 lat	>60 lat	>60 lat
Wykorzystanie mocy	>95 proc.	>90 proc.	>90 proc.	>95 proc.

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.

MAŁY ATOM W POLSCE

SMR-y w krajowych dokumentach strategicznych

Polskie spółki od lat są zainteresowane inwestycjami w małe reaktory jądrowe. Możliwość ich rozwoju została dostrzeżona w Strategii Odpowiedzialnego Rozwoju z 2016 r. W późniejszych dokumentach strategicznych rząd odrzucił pomysł inwestycji w SMR-y, głównie z uwagi na brak dojrzałości technologicznej małego atomu i łatwą dostępność konwencjonalnych reaktorów

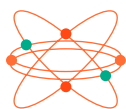
typu PWR. W PPEJ⁹ wskazał, że takie jednostki pod żadnym względem nie przewyższają dużych reaktorów, a w niektórych obszarach znacząco im ustępują, tym bardziej że ich wdrożenia komercyjnego należy oczekiwać ok. 2040 r. Natomiast w przyjętej w 2021 r. PEP2040¹⁰ rząd zaznaczył, że należy śledzić rozwój tej technologii i potencjalnie wdrażać ją w Polsce po uzyskaniu kompetencji i doświadczeń z eksploatacji instalacji prototypowych uruchomionych w innych krajach.

Potencjał SMR-ów dostrzeżono dopiero w projekcie aktualizacji PEP2040 z 2023 r.

W jej założeniach MKiŚ stwierdziło, że prace nad wdrożeniem małych reaktorów powinny być prowadzone równoległe do budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej i realizacji PPEJ, a „wykorzystanie tej technologii do wytwarzania ciepła procesowego może stanowić w przemyśle i ciepłownictwie alternatywę dla jednostek konwencjonalnych”. Rozwój SMR-ów został przewidziany nie jako alternatywa dla dużego atomu, a narzędzie mogące współgrać z nim i dywersyfikować krajowy miks energetyczny¹¹. W nowym scenariuszu ewolucji krajowego sektora elektroenergetycznego założono przy tym, że w 2040 r. moc polskich elektrowni jądrowych wyniesie 7,8 GW, wobec wcześniej zakładanych 4,4 GW, z czego na małe reaktory przypadnie 2,1 GW. Pierwszy SMR miałby zostać uruchomiony do 2030 r. i dostarczać do sieci 1 TWh energii elektrycznej rocznie. W 2040 r. duży i mały atom miałby zaś odpowiadać za 22,6 proc. produkcji prądu, wobec wcześniej prognozowanych 16 proc. Ostatecznie jednak aktualizacja PEP2040 z 2023 r. nie została uchwalona przez rząd, podobnie jak zaprezentowany w 2022 r. projekt Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., który uznawał potencjał małych reaktorów w dekarbonizacji sektora.

SMR-y zostały dostrzeżone we wstępnej wersji aktualizacji KPEiK, którą w lutym 2024 r.

MKiŚ przesłało KE. Był to pierwszy strategiczny dokument energetyczny wysłany przez nowy rząd, ale w praktyce sporządzony jeszcze przez poprzednią ekipę, określający tzw. scenariusz *with existing measures* (WEM), czyli ścieżkę dekarbonizacji polskiej gospodarki bez wdrożenia nowych regulacji, w tym pakietu Fit for 55. Wskazano w nim, że pierwsza duża elektrownia jądrowa ruszy w latach 2030-2035, w tym uwzględniono możliwość budowy do 2034 r. elektrowni w Pątnowie przez PGE i ZE PAK (w czerwcu 2024 r. realizacja tego projektu została „zamrożona” przez PGE), a także potencjał uruchomienia bliżej nieokreślonej liczby SMR-ów. Rząd zwrócił uwagę, że do tej pory nie zakończono jeszcze procesu licencjonowania SMR w krajach dostawców tej technologii, a ich wdrożenie w Polsce do 2040 r. jest niepewne. MKiŚ szacuje, że w scenariuszu WEM w 2040 r. moc wielkoskalowych elektrowni jądrowych może wynieść 7,4 GW (a w dalszej perspektywie nawet 9,4 GW), a ich uzupełnieniem mogą być małe reaktory. Zaznacza jednak, że to ostatnie zależy od stopnia komercjalizacji, dostępności oraz kosztów wdrażania¹². Latem 2024 r. mają odbyć się konsultacje pełnego projektu KPEiK, uwzględniającego drugi, istotniejszy scenariusz *with additional measures* (WAM).



Plany inwestorów w zakresie budowy małych reaktorów jądrowych znacząco wykraczają poza zakres określony w rządowych strategiach.

Ambicje rynku na tle planów rządu

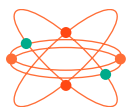
Pierwsze konkretne zamierzenia zostały ujawnione we wrześniu 2019 r. Wtedy konsorcjum GEH podpisało z grupą Synthos Michała Sołowowa list intencyjny ws. budowy w Polsce reaktora BWRX-300 o mocy 300 MW. Chemiczna spółka uzyskała status dewelopera technologii GEH w Polsce i w krajach sąsiednich. W maju 2020 r. Synthos podpisał umowę z Ultra Safe Nuclear Corporation (USNC) ws. rozwoju mikroreaktorów (MMR), a w 2021 r. zawarł z Orlenem porozumienie ws. utworzenia OSGE, która ma budować małe reaktory jądrowe na bazie technologii GEH i dystrybuować je w kraju. Sam Orlen podkreśla potencjał SMR-ów w zakresie dekarbonizacji i traktuje je jako kolejny strategiczny kierunek ekspansji grupy (po przejęciu Energi, Lotosu, PGNiG i mediów regionalnych). Dzięki współpracy w ramach OSGE Orlen miał uzyskać dostęp do technologii i doświadczenia w zakresie atomu, a Synthos – niezbędne przy realizacji inwestycji wsparcie państwa.

W 2022 r. OSGE poinformowało, że pierwszy reaktor BWRX-300 powstanie w Polsce w końcu 2028 r. lub w 2029 r. Do 2038 r. w kraju działać miałyby ich aż 79 w 26 lokalizacjach. W kwietniu 2023 r. Orlen ogłosił siedem z nich: Dąbrowa Górnicza, Stawy Monowskie k. Oświęcimia, Włocławek, SEE Tarnobrzeg-Stalowa Wola, Kraków (Nowa Huta), okolice Warszawy oraz Ostrołęka. Równoległe spółka poszukiwała dla SMR-ów źródeł finansowania. W 2023 r. USA objęła je wsparciem amerykańskiego Departamentu Stanu w ramach projektu Phoenix, którego podstawowym celem jest rozwój współpracy transatlantyckiej w zakresie małych reaktorów jądrowych. Fundusze te miały pozwolić na przyspieszenie prac przygotowawczych dla inwestycji. OSGE uzyskała też deklarację możliwości uzyskania kredytu w wysokości do 4 mld dol. od amerykańskiego EXIM Bank i U.S. International Development Finance Corporation (DFC), a także od polskich PKO BP, Pekao, BGK oraz Santander Bank Polska. W 2023 r. GEH i Synthos Green Energy (SGE) podpisały natomiast porozumienie ws. przyspieszenia wdrażania SMR-ów, przewidujące współpracę techniczną i wspólne inwestycje w projekt reaktora BWRX-300, na które SGE ma wyłożyć część z 400 mln dol.



OSGE zanotowało postępy na gruncie regulacyjnym. W maju 2023 r. na wniosek spółki Prezes PAA wydał tzw. ogólną opinię dla reaktora BWRX-300. Stwierdził w niej, że wybrane założenia projektowe jednostki są zgodne z polskimi wymaganiami bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, określonymi w Prawie atomowym i w wydanych na jego podstawie rozporządzeniach. Odnosi się to m.in. do rozwiązań organizacyjno-technicznych, ochrony przed zagrożeniami wewnętrznymi i zewnętrznymi, systemów chłodzenia, aparatury kontrolno-pomiarowej i systemu gospodarki odpadami promieniotwórczymi. Prezes PAA zaznaczył jednak, że z powodu braku szczegółowych danych ocena części dokumentacji nie była możliwa. Regulator wskazał też jedno założenie technologii reaktora, które musi zostać powtórnie zweryfikowane przed rozpoczęciem właściwego procesu uzyskiwania zgód administracyjnych.

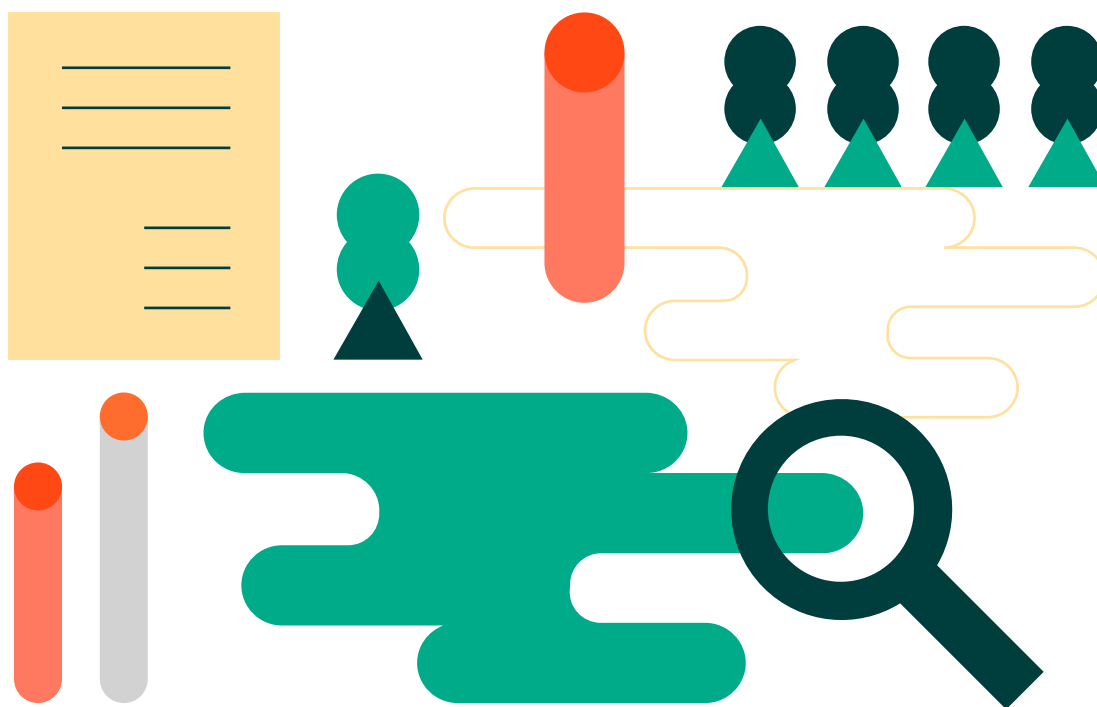
Trwają badania środowiskowe i lokalizacyjne w wybranych miejscach realizacji inwestycji. W 2023 r. GDOŚ wszczął postępowanie ws. wydania decyzji środowiskowej dla budowy BWRX-300 w Stawach Monowskich we Włocławku i Ostrołęce oraz zainicjował konsultacje transgraniczne. W grudniu 2023 r. OSGE uzyskało od MKiŚ decyzje zasadnicze, wyrażające polityczną zgodę rządu na budowę obiektu jądrowego – dla 24 małych reaktorów jądrowych w sześciu lokalizacjach. Decyzje zapadły mimo negatywnego zaopiniowania wniosków przez szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego.



Porozumienia w sprawie współpracy przy rozwoju reaktorów BWRX-300 Synthos podpisał także z ZE PAK (w 2022 r. spółka się jednak z niej wycofała) i Ciechem. W październiku 2023 r. OSGE i chemiczna spółka zawarły porozumienie ws. analizy możliwości budowy modułowych elektrowni jądrowych SMR.

Duże ambicje ma też KGHM. We wrześniu 2021 r. koncern podpisał porozumienie z amerykańską firmą NuScale ws. przygotowań do realizacji budowy małych reaktorów jądrowych. Zadeklarowano wówczas zamiar budowy elektrowni VOYGR-12, czyli 12 modułów jądrowych o mocy 77 MWe każdy, z których pierwszy miałaby ruszyć już w 2029 r. Rozwój małych reaktorów ma być obok inwestycji w OZE jednym z filarów dekarbonizacji miedziowego koncernu, który z rocznym zużyciem na poziomie 2,8 TWh jest jednym z największych konsumentów energii elektrycznej w Polsce. W lutym 2022 r. KGHM zawarł z NuScale umowę ws. rozwoju elektrowni jądrowej o mocy ostatecznie 462 MWe składającej się z sześciu SMR-ów. W lipcu 2022 r. złożył również wniosek do PAA o wydanie ogólnej opinii ws. określenia wybranych warunków umożliwiających realizację przedsięwzięcia. Natomiast w lipcu 2023 r. uzyskał od MKiŚ decyzję zasadniczą, wyrażającą polityczną zgodę na inwestycję w gminach Lubasz i Wieleń (woj. wielkopolskie). W obu wnioskach KGHM nie przesądził, jaką technologię reaktora wybrał do realizacji projektu.

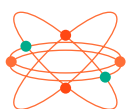
Program jądrowy KGHM jest pod znakiem zapytania. Wynika to z problemów NuScale, który w listopadzie 2023 r. poinformował o rozwiązaniu za porozumieniem stron umowy z UAMPS na realizację Carbon Free Power Project (CFPP), polegającego na budowie w latach 2029-2030 sześciu SMR-ów typu VOYGR. Jako powód wskazano zbyt małe zainteresowanie rynku przedsięwzięciem, które miało być pierwszym skomercjalizowanym projektem NuScale. Wniosek KGHM o decyzję



zasadniczą zawierał jednak kilka technologii, w tym Rolls-Royce SMR, BWRX-300 i NUWARD. KGHM może więc zmienić partnera i kontynuować projekt. W czerwcu 2024 r. prezes koncernu Andrzej Szydło poinformował jednak o zawieszeniu przez spółkę planów inwestycji w atom, oceniając że jest ona zbyt kosztowna biorąc pod uwagę wczesny etap rozwoju małych reaktorów.

W lutym 2023 r. pierwsze porozumienia ws. rozwoju w Polsce SMR-ów zawarł Rolls-Royce.

Koncern podpisał wówczas list intencyjny z należącą do ARP Świętokrzyską Grupą Przemysłową Industria (ŚGP), zakładający współpracę przy budowie maksymalnie trzech małych reaktorów o mocy 470 MW każdy. Po 2030 r. miałyby one zasilać elektrolizery o łącznej mocy 250 MW, co ma pozwolić na produkcję 50 tys. ton wodoru rocznie. W marcu 2024 r. ŚGP Industria podpisała też list intencyjny ws. współpracy na rzecz rozwoju SMR-ów Rolls-Royce'a z brytyjskim funduszem inwestycyjnym Chiltern Vital Group (CVG). Firmy mają wspólnie szkolić kadry dla energetyki jądrowej, dzielić się know-how w zakresie licencjonowania komponentów dla przemysłu jądrowego czy opracowywać prywatne modele finansowania energetyki jądrowej. W maju 2024 r. MKiŚ wydał decyzję zasadniczą dla budowy przez ŚGP Industria w gminie Chmielnik lub gminie Daleszyce (woj. świętokrzyskie) dwóch bloków jądrowych o łącznej mocy 940 MWe i 2716 MWt.



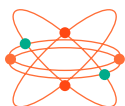
Zainteresowane SMR-ami deklarują też Tauron, Unimot i Enea oraz szereg firm prywatnych, np. Respect Energy. Zgodnie z publicznie dostępnymi informacjami dwie ostatnie spółki koncentrują się na wyborze lokalizacji inwestycji i jej modelu biznesowego. Pozostałe projekty są w jeszcze wcześniejszej fazie rozwoju, a niekiedy wyłącznie na etapie listów intencyjnych z dostawcą technologii.

Działania i oczekiwania inwestorów

Równoległe z ogłaszaniem kolejnych projektów inwestorzy zaczęli forsować zmiany w dokumentach strategicznych. Ich postulaty znalazły odzwierciedlenie w opracowanej, ale nieprzyjętej przez rząd, aktualizacji PEP2040. Uwzględnienie projektów spółek w tej rangi dokumencie znacząco by je uwiarygodniło i ułatwiłoby inwestorom rozmowy z innymi partnerami, np. bankami czy funduszami inwestycyjnymi.

Inwestorzy apelowali o zmiany regulacyjne, licząc na uproszczenie procesu inwestycyjnego w SMR-y. Pierwsze postulaty zgłaszali w trakcie konsultacji publicznych projektu nowelizacji tzw. specustawy jądrowej, Prawa atomowego oraz ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku, która weszła w życie 13 kwietnia 2023 r.¹³. W ich trakcie spółki zainteresowane małym atomem (szczególnie Synthos i KGHM) proponowały m.in. wprowadzenie rozwiązań ułatwiających przyłączenie małych reaktorów do sieci, ograniczenie zakresu wstępnego raportu lokalizacyjnego, zwolnienie inwestycji w SMR-y z obowiązku uzyskania decyzji zasadniczej (lub pozbawienie jej uznaniowego charakteru) czy rozróżnienie wysokości opłat ponoszonych w administracyjnej fazie inwestycji w zależności od wielkości reaktorów. Często pojawiał się też postulat uproszczenia i skrócenia procesu certyfikacji SMR-ów, jeśli zostały one zatwierdzone przez regulatorów w innych krajach.

Zdecydowana większość uwag branży SMR nie została uwzględniona. MKiŚ stało na stanowisku, że tylko pozornie ułatwiłyby one inwestycje w mały atom, rozbijając ze szkodą dla inwestorów spójność regulacji dla energetyki jądrowej. Resort podnosił również, że tego typu zmiany w prawie będą zasadne najwcześniej po ocenie działania obowiązującej specustawy jądrowej oraz gdy w pełni znana będzie specyfikacja małych reaktorów. Stał też na stanowisku, że rozwiązania ujęte w projekcie są neutralne technologicznie, a stan rozwoju technologii małych reaktorów nie pozwala na odrębne określenie dla nich w przepisach np. wymagań projektowych, kryteriów oceny terenu pod inwestycję czy kwestii bezpieczeństwa. Z tego samego powodu nie został zrealizowany postulat objęcia SMR-ów odrębną specustawą – prace w tym zakresie zostały odłożone do czasu wypracowania praktycznych aspektów budowy i eksploatacji małych reaktorów.



Stanowisko MKiŚ poparła większość ekspertów ds. energetyki jądrowej. Było też zgodne z rekomendacjami MAEA, która zaleca krajom i ich organom regulacyjnym pozyskanie przed wdrażaniem dedykowanych regulacji szczegółowej wiedzy z zakresu m.in. bezpieczeństwa i zasad certyfikacji małych reaktorów oraz związanych z tym wymogów.

Inwestorzy apelowali o stworzenie rządowego systemu wsparcia dla inwestycji w SMR-y.

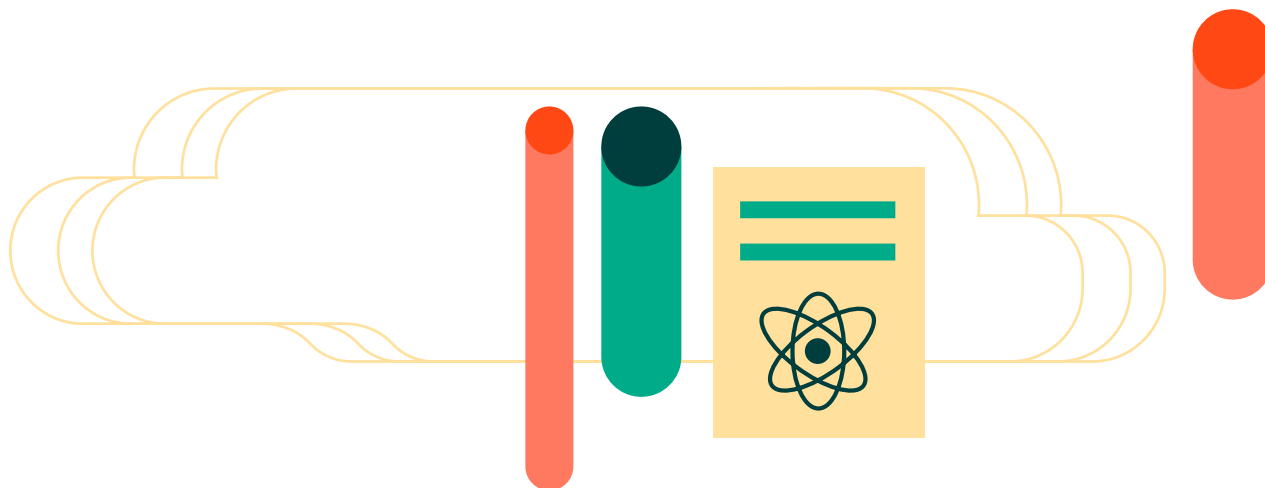
Z takim postulatem publicznie wychodziło m.in. OSGE, argumentując, że wsparcie to mogłoby przyjąć formę gwarancji skarbu państwa dla instrumentów dłużnych, gwarancji ubezpieczeniowych czy ulg podatkowych. W 2023 r. firma podnosiła, że bez tego typu rozwiązań inwestorzy

mogą mieć trudności z pozyskaniem finansowania z rynku. W marcu 2023 r. NFOŚiGW i OSGE podpisały umowę ws. współpracy przy rozwoju SMR-ów. Przewidywała ona, że NFOŚiGW włączy się w finansowanie budowy BWRX-300 i obejmie udziały w spółce celowej.

Rynek oczekuje, że w latach 30. SMR-y staną się komercyjnie dostępną technologią. Celem inwestorów jest podtrzymanie zainteresowania oraz umacnianie poparcia społecznego i politycznego dla rozwoju małego atomu. Ich działania zmierzają do zagwarantowania małym reaktorom miejsca w przyszłym sektorze energetycznym i ciepłowniczym, m.in. poprzez uwzględnianie ich w dokumentach strategicznych. Obecnie nadzieję ku temu daje brak silnych argumentów za rezygnacją z inwestycji w mały atom. Panuje przy tym ogólny konsensus co do tego, że rozwój SMR-ów nie stanowi konkurencji dla budowy konwencjonalnej elektrowni jądrowej.

Czołowe polskie firmy podejmą ostateczne decyzje inwestycyjne (FID) po doświadczeniach innych krajów. Wymiana informacji o postępach projektów SMR stanowi podstawę kilku partnerstw merytorycznych, łączących potencjalnych inwestorów w Polsce z dostawcami technologii i inwestorami za granicą. Przykładowo, intencją OSGE jest rozpoczęcie budowy po tym jak ruszy ona w kanadyjskim Darlington. Polska spółka nie chce więc czekać z FID do czasu uruchomienia BWRX-300 w Kanadzie, a zatem nie pozna ostatecznego CAPEX-u i wszystkich napotkanych przez OPG przeszkód przed rozpoczęciem budowy w Polsce. Z drugiej strony, będzie mogła na bieżąco korzystać z doświadczeń Kanadyjczyków i planować strategię radzenia sobie z ewentualnymi problemami, np. w scenariuszu większych zmian konstrukcyjnych BWRX-300. Podobną taktykę przyjęła spółka Respect Energy, która z budową reaktora Nuward planuje ruszyć niedługo po tym, jak EDF rozpocznie budowę pierwszej tego typu jednostki we Francji.

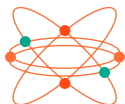
Niektóre firmy czekają z wyborem technologii. Taką strategię przyjmują spółki, które dopiero analizują własny potencjał inwestycji w SMR-y, w tym energetyczne spółki skarbu państwa (wstępne zainteresowanie małym atomem wyraziła np. Enea). W podobnej sytuacji jest KGHM, który uzyskał wprawdzie decyzję zasadniczą dla SMR-a w jednej z dwóch lokalizacji w woj. wielkopolskim, ale raczej nie będzie kontynuował współpracy z NuScale a z jednym z partnerów alternatywnych: Rolls-Royce, Holtec czy EDF. Miedziowy koncern postawił zatem na w miarę równoległą pracę z kilkoma dostawcami technologii, co zwiększa jego elastyczność. W razie decyzji o realizacji inwestycji takie podejście zmniejszy jego ekspozycję na ryzyko niepowodzenia rozwoju jednego z projektów, np. związanego ze wzrostem kosztów.



Stan debaty i rola polityki narracyjnej

Działania inwestorów połączone są z szeroko zakrojoną kampanią medialną i informacyjną dotyczącą małych reaktorów jądrowych. Odbywa się ona także w środkach masowego przekazu dzięki mocnemu zaangażowaniu państwowych spółek, szczególnie Orlenu, który reklamował BWRX-300 na billboardach, w prasie i telewizji. Zwiększyło to zainteresowanie Polaków atomem i wpłynęło na ogólny wzrost ich poparcia dla inwestycji w duże i małe reaktory. Inicjatywy w tym zakresie nie były jednak skoordynowane na poziomie centralnym i zharmonizowane z lokalnymi uwarunkowaniami w miejscach planowanych inwestycji. Zdarzało się, że o planach budowy SMR-a dana społeczność dowiadywała się ze środków masowego przekazu. Tym samym niekiedy zauważalne było zjawisko NIMBY, czyli sprzeciwiania się przez daną osobę lub grupę osób realizacji inwestycji w ich najbliższym sąsiedztwie.

W poprzednich latach inicjatywy dotyczące SMR-ów nie budziły wyraźnego oporu i podziałów w obozie władzy. Wielu jego członków deklarowało dla nich poparcie, niekiedy nawet większe niż dla budowy konwencjonalnej elektrowni jądrowej. Sceptycyzm wyrażali natomiast niektórzy przedstawiciele branży jądrowej. Wynikał on głównie z licznych niewiadomych dotyczących kosztów budowy małych reaktorów czy ceny produkowanej przez nie energii elektrycznej. Eksperti ostrzegali przed nadmiernym entuzjazmem dla rozwoju technologii o niskiej dojrzałości i krytykowali niewspółmierne ich zdaniem do potencjału małego atomu poparcie polityczne, jakim SMR-y cieszyły się wśród polityków PiS. Istotnie, w debacie publicznej często brakowało krytycznej refleksji na temat SMR-ów i ich znaczenia dla transformacji polskiej gospodarki. Często pomijano też iluzoryczność niektórych przewag małego atomu, a także niekorzystne dla SMR-ów fakty i wnioski płynące z aktualnego dorobku naukowego. Wynikało to z przyjętej przez inwestorów polityki narracyjnej – w dyskusji o małych reaktorach nacisk położono na kwestie polityczne i gospodarcze. Często służyła ona osiągnięciu krótkoterminowych celów. W efekcie podnoszona argumentacja wpisywała się raczej w działania wizerunkowe, a nie faktyczną politykę gospodarczą rządu. Była też wykorzystywana jako retoryczna odpowiedź na bieżące problemy polskiej energetyki, takie jak opóźnienie budowy dużej elektrowni jądrowej i zbyt wolny rozwój OZE.

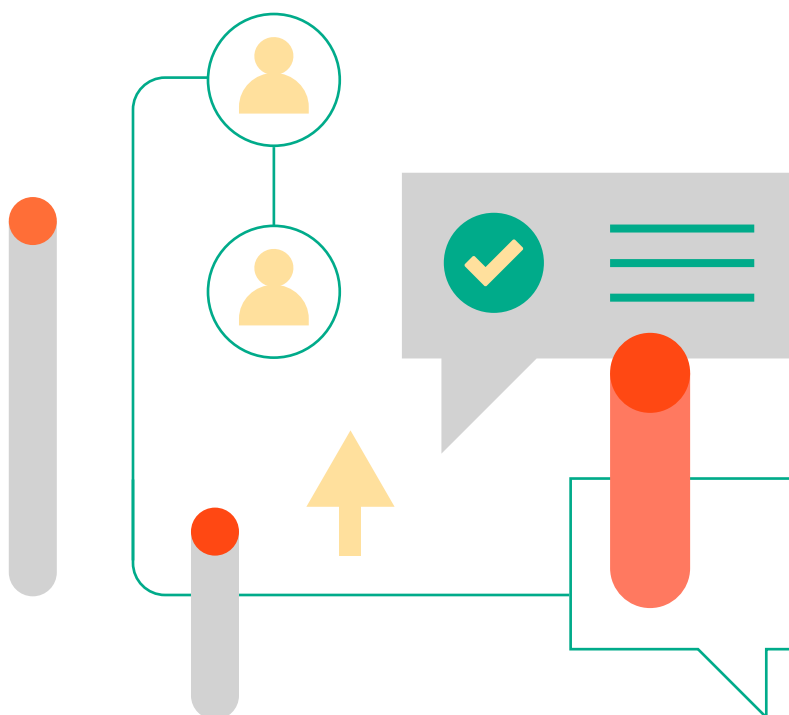


SMR-y chętnie przedstawiano opinii publicznej jako relatywnie proste, szybkie i tanie rozwiązanie niezbędne dla dekarbonizacji gospodarki. Narracja ta przyczyniła się do wzrostu zainteresowania Polaków atomem, ale odwiodła decydentów od refleksji na temat tego jak mądrze wykorzystać nowe technologie jądrowe, nie uzależniając od nich powodzenia transformacji.

Zapowiedź inwestycji w SMR-y służyła częściowo jako paliwo polityczne i wizerunkowe oraz oręż w partyjnych rozgrywkach. Szczególnie jaskrawe było to w przypadku KGHM i Orlenu – kolejne działania w zakresie małego atomu miały często głównie wizerunkowy charakter i wynikały z politycznej rywalizacji między byłym prezesem grupy Marcinem Chłodzińskim a byłym

szeffem Orlenu Danielem Obajtkiem. W przypadku miedziowej grupy projekt jądrowy został nieco urealniony po objęciu w niej sterów przez Tomasza Zdzikota, a władze KGHM powołane w 2024 r. zdają się sceptycznie podchodzić do rozwoju małych reaktorów.

Na przełomie 2023 i 2024 r. nieprzychylnie SMR-om okoliczności doprowadziły do zmiany politycznego sentymentu. Chodziło o wydanie jesienią 2023 r. decyzji zasadniczych dla sześciu inwestycji OSGE, pomimo negatywnego zaopiniowania wniosków w tej sprawie przez szefa ABW, ale też o kolejne doniesienia o problemach we wdrażaniu małych reaktorów w innych krajach. W efekcie nowy rząd, który popiera rozwój energetyki jądrowej, wpisał postępy Orlenu w rozwoju SMR-ów w kontekst politycznego „rozliczenia” działań poprzedniego obozu władzy, a część projektów stanęła pod znakiem zapytania. Od SMR-owych spółek zdystansowała się też część potencjalnych partnerów. Przykładowo, w styczniu 2024 r. ArcelorMittal ogłosił, że na swoich terenach w Nowej Hucie i Dąbrowie Górniczej nie planuje tego typu inwestycji, mimo że wcześniej zapowiadało ją OSGE.



Co czeka inwestora

UWARUNKOWANIA SMR-ÓW W ENERGETYCE

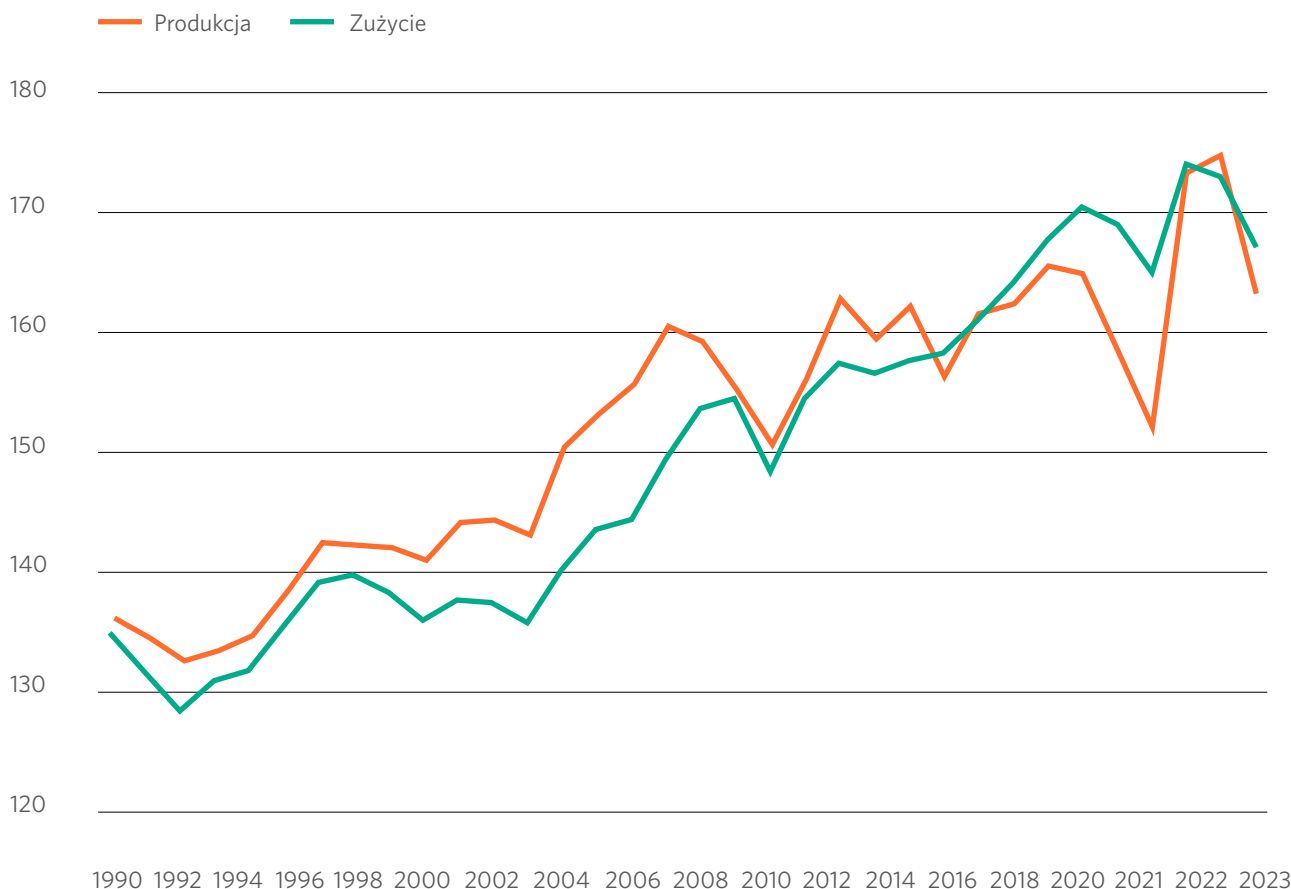


Stan polskiej energetyki jest zły i będzie się pogarszać. Główne obciążenia systemu to wciąż wysoki udział węgla w miksie i brak równowagi między dynamiką krajowej produkcji i zużycia energii. Według Agencji Rynku Energii, w 2023 r. generacja zmalała rok do roku o ponad 7 proc., do 166,4 TWh, a zapotrzebowanie na prąd o 4,3 proc., do 170,1 TWh. Pokrycie różnicy między podażą a popytem wymagało importu, który wyniósł w 2023 r. 3,7 TWh netto. Tymczasem w 2022 r. elektrownie były w stanie całkowicie pokryć krajowe zapotrzebowanie i wyeksportować 1,7 TWh nadwyżki. W 2023 r. moc zainstalowana w systemie energetycznym wzrosła o 10 proc, do 66,4 GW.

W polskiej energetyce znacząco spada rola źródeł dyspozycyjnych. W 2023 r. elektrownie na węgiel wytworzyły aż o 20 proc. mniej prądu niż w 2022 r., osiągając historycznie niski poziom generacji wynoszący 100,7 TWh. W sumie, bloki na węgiel kamienny działały średnio przez 3 tys. godzin, co jest wynikiem o 16 proc. gorszym niż rok wcześniej. W efekcie udział węgla w miksie energetycznym spadł o 10,5 proc., do 60,5 proc. Udział gazu wzrósł zaś z 6,5 do blisko 10 proc., m.in. za sprawą 40-proc. wzrostu rok do roku wytwarzania z niego energii elektrycznej, które wyniosło 16,4 TWh. To natomiast wynikało z rosnącej produkcji z OZE, których pracę muszą w coraz większym stopniu bilansować elektrownie gazowe. Źródła odnawialne miały 27,1-proc. udział w miksie, wobec 20,9 proc. w 2022 r. W 2023 r. wyprodukowały 45,1 TWh prądu, czyli o ok. 20 proc. więcej rok do roku.



WYKRES 1. KRAJOWA PRODUKCJA I ZUŻYCIĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ W LATACH 1990-2023 [GWH]



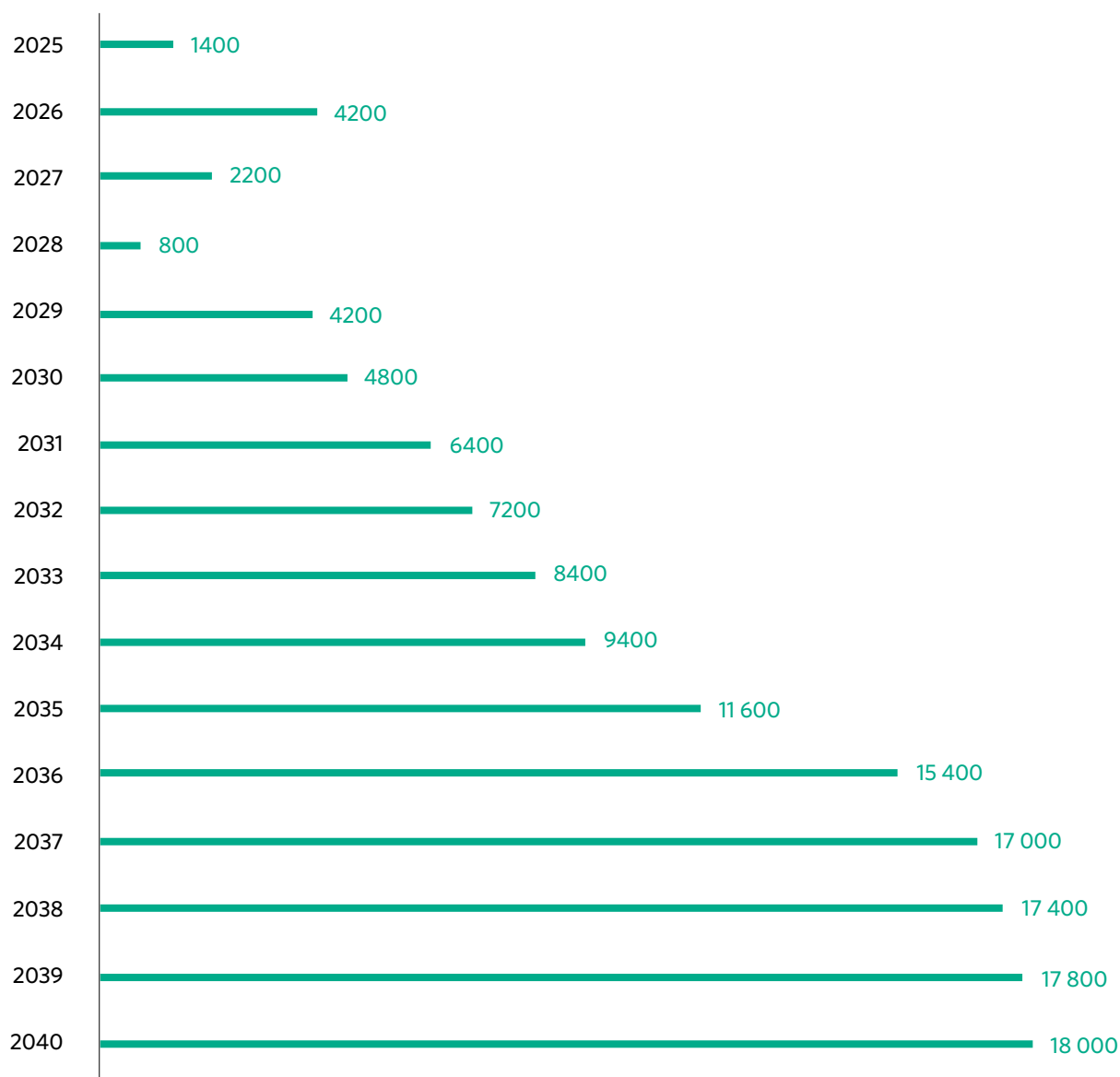
ŹRÓDŁO: PSE.

Mocy dyspozycyjnych w systemie będzie coraz mniej. Konieczne będzie odstawienie bloków na węgiel w związku z wysokimi kosztami surowca i emisji CO₂ wygaszeniem dla nich wsparcia w postaci kontraktów na rynku mocy na rzecz mechanizmu mocowego zarezerwowanego dla technologii nisko- i zeroemisyjnych. W perspektywie dwóch dekad fundamentem systemu staną się zapewne elektrownie gazowe, ale wobec wymogów polityki klimatycznej i one z czasem będą musiały być wyłączane. W tym kontekście istotą inwestycji w energetykę jądrową jest zapewnienie stabilnych i relatywnie tanich dostaw prądu produkowanego w sposób praktycznie bezemisyjny i o przewidywalnym poziomie kosztów. W Polsce atom będzie niezbędny do dekarbonizacji sektora energii, wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz przynajmniej częściowego wypełnienia spodziewanej luki wytwórczej w sektorze.

Wzrośnie zapotrzebowanie na prąd. Szacunki PSE z 2023 r. wskazują, że do 2034 r. krajowe zapotrzebowanie na prąd może się zwiększyć do ok. 200-240 TWh. Znacząco wzrośnie też zapotrzebowanie systemu na moc szczytową. W optymistycznym wariantcie moc źródeł konwencjonalnych zmaleje z blisko 25 GW w 2024 r. do ok. 20 GW w 2030 r. i ok. 6-7 GW w 2040 r. Bilansu mocy nie poprawią OZE, których współczynnik dyspozycyjno-

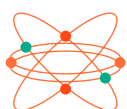
ści dalece nie odpowiada wymaganiom systemu. Zbilansowanie pracy sieci będzie zatem wymagać dodatkowych mocy dyspozycyjnych: 1,4 GW w 2025 r., 11,6 GW w 2035 r. i aż 18 GW w 2040 r. W praktyce potrzeby w tym zakresie mogą być jeszcze większe, w zależności od tempa transformacji energetycznej¹⁴.

WYKRES 2. WYMAGANA DODATKOWA MOC DYSPOZYCYJNA NETTO W KSE [MW]



ŹRÓDŁO: PSE.

Podobne wnioski wynikają z badania URE z 2021 r. Wykazało ono, że do 2034 r. potencjał wytwórczy krajowych źródeł energii elektrycznej spadnie o ok. 11 proc. (tj. o 4,6 GW), a dostępna w systemie moc zmniejszy się o 31 proc. (tj. o 10,6 GW). Uruchomienie w latach 30. przynajmniej jednej wielkoskalowej elektrowni jądrowej będzie najbardziej racjonalną odpowiedzią na powyższe wyzwania. Alternatywą będzie pokrywanie szybko rosnącego popytu na prąd coraz większym importem, co uzależni Polskę od jego dostawców.



Polska energetyka może w przyszłości zgłaszać zapotrzebowanie na SMR-y. Duże elektrownie są przeznaczone do pracy systemowej, a mniejsze mają pracować głównie na potrzeby przemysłu i w ograniczonym stopniu dostarczać prąd do systemu przesyłowego. Na etapie rozwoju projektu i eksploatacji duży i mały atom będą się uzupełniać.

Małe reaktory jądrowe są postrzegane jako rozwiązanie mogące zastąpić przynajmniej część bloków węglowych, stając się istotnym narzędziem modernizacji (retrofitu) polskiej energetyki systemowej i przemysłowej. Warunkiem jest opłacalność inwestycji w przeliczeniu na 1 MWh produkowanej energii. Techniczną zaletą tego procesu ma być możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury przesyłowej służącej wyprowadzaniu mocy z elektrowni węglowych. Byłoby to możliwe w razie prostej zamiany w danej lokalizacji bloku węglowego na blok jądrowy i o tyle perspektywiczne, że tzw. niejądrowa część elektrowni jądrowej w przeważającej mierze nie różni się pod względem urządzeń, aparatury i wyposażenia mechanicznego od węglowej. Chodzi m.in. o infrastrukturę towarzyszącą, np. chłodnie, urządzenia do poboru wody czy budynki administracyjne. Wstępne badania naukowców z AGH i Politechniki Śląskiej wykazały, że wykorzystanie SMR-a jako retrofitu kotła węglowego nie wiąże się z dyskwalifikującymi barierami technicznymi i może być opłacalne w Polsce w przypadku średnich i małych jednostek na węgiel¹⁵.

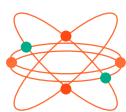
Niektóre SMR-y zapewne będą mieć większą niż tradycyjne bloki jądrowe zdolność dostosowania mocy wyjściowej do potrzeb systemowych. Z powodów ekonomicznych i ze względu na potrzebę generowania efektu skali, wielkoskalowe elektrownie są przeznaczone przede wszystkim do pracy zapewniającej produkcję stosunkowo niezmienną ilość energii elektrycznej do systemu. Zwykle pracują więc z dużym obciążeniem, często przekraczającym 90 proc. mocy nominalnej. W przypadku niektórych reaktorów II generacji wpływ na to miała też spowodowana względami bezpieczeństwa konstrukcja reaktora, która nie pozwalała na częstą skokową zmianę mocy. Od strony technicznej problem ten rozwiązano dopiero w znacznie bezpieczniejszych reaktorach III generacji, choć w praktyce nie wszyscy operatorzy mają doświadczenie w takiej eksploatacji reaktorów.

Mniejsze jednostki teoretycznie mogą radzić sobie z tzw. nadążaniem za obciążeniem, czyli reagowaniem na sygnały operatora systemu w zakresie zmniejszenia lub zwiększenia w krótkim okresie podawanej mocy. W praktyce wykonuje się to poprzez zmiany reaktywności rdzenia i regulację natężenia przepływu chłodziwa. Producenci deklarują, że w normalnej dobowej eksploatacji gradient zmian mocy najbardziej zaawansowanych konstrukcji SMR-ów wyniesie od 20 do 100 proc., a zdolność do jej zwiększenia lub zmniejszenia od 2 do 5-10 proc. na minutę¹⁶. To zaś miałyby zwiększać ich użyteczność do bilansowania pracy sieci i reagowania na wahania popytu na prąd, szczególnie lokalnie. Są to jednak parametry zbliżone do konwencjonalnych reaktorów (np. EPR). **Ponadto, co najmniej niepewne pozostają warunki opłacalności pracy małych reaktorów w takim reżimie, głównie z powodu struktury kosztów produkcji energii** – w przypadku atomu w nawet 80-85 proc. składają się na nią koszty stałe, podczas gdy w przypadku bloków na węgiel taki udział mają koszty zmienne. Sprawia to, że wykorzystanie

bloków jądrowych do bilansowania pracy OZE może nie mieć ekonomicznego sensu. Rentowność SMR-ów zależeć też będzie m.in. od kosztów ich budowy, ceny produkowanej energii elektrycznej oraz form jej sprzedaży.

Dzięki mniejszej mocy i mniejszym ograniczeniom lokalizacyjnym, SMR-y znacznie lepiej niż konwencjonalne reaktory nadadzą się do zastępowania polskich bloków węglowych.

Te w przeważającej mierze mają moc 200-360 MW i stanowią podstawę polskiego systemu elektroenergetycznego, odgrywając zasadniczą rolę w stabilizacji dostaw prądu wobec jego coraz większej produkcji z OZE. Jednocześnie wiele z nich wymaga gruntownej modernizacji z powodu bardzo zaawansowanego wieku.



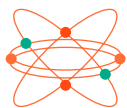
SMR-y mają potencjał, by po 2030 r. stopniowo zastępować bloki węglowe klasy 200-300 MW, szczególnie przemysłowe. Wkład małych reaktorów w poprawę stabilności i elastyczności systemu elektroenergetycznego zależeć będzie od ich konkurencyjności względem dużych bloków jądrowych.

Użyteczność małych reaktorów jądrowych do retrofitu bloków węglowych warunkować będą ich parametry techniczne.

Przede wszystkim temperatura i ciśnienie pary, która jest wytwarzana do napędzania do turbin. Turbiny bloków węglowych są dostosowane do pary świeżej o temperaturze 530-570 st. C. Będzie to wartością nieosiągalną dla chłodzonych wodą SMR-ów III generacji, które będą w stanie dostarczać parę w temperaturze nie wyższej niż 300 st. C. i ciśnieniu mniejszym niż 15 MPa. Oznacza to, że zastąpienie małym reaktorem kotła węglowego będzie wymagać m.in. budowy nowej wyspy turbinowej. To zaś wydłuży i podniesie koszty inwestycji. W przypadku większości z planowanych do wdrożenia w Polsce SMR-ów do dalszego wykorzystania nadawać się będzie jedynie infrastruktura towarzysząca oraz sieć przesyłowa lub ciepłownicza. Odpowiedzią na wyzwania w tym zakresie będzie dopiero wdrożenie wysokotemperaturowych reaktorów IV generacji. Nie przesądza to o braku ekonomicznego sensu rozbudowy parku wytwórczego energetyki o SMR-y, ale wskazuje, że do 2030 r. uwarunkowania ich integracji z istniejącymi aktywami częściowo odbiegają od zapewnień niektórych dostawców technologii¹⁷.

Możliwość współpracy z systemem energetycznym będzie zależeć od kosztów.

Polska nie posiada elektrowni jądrowych, więc koszty są trudne do oszacowania. Optymistyczne są dane z Niemiec dotyczące wielkoskalowych reaktorów, gdzie już przy 10-proc. udziale atomu w miksie łączne koszty na poziomie systemu były nawet ośmiokrotnie niższe niż w przypadku analogicznego udziału wiatraków na lądzie, ponad 11 razy niższe niż w przypadku wiatraków na morzu i blisko 15 razy niższe niż w przypadku fotowoltaiki. Wynika to m.in. z nieporównywalnie niższych kosztów bilansowania. Różnice na korzyść bloków jądrowych są jeszcze większe w przypadku ich 30-proc. udziału w miksie. Nie wiadomo, na ile te wartości będą aktualne w odniesieniu do SMR-ów, ale można oczekiwać podobnej tendencji¹⁸.



Poza produkcją energii elektrycznej, SMR-y mają zasilać hybrydowe systemy energetyczne i elektrolizery do produkcji wodoru czy uczestniczyć w odsalaniu wody.

UWARUNKOWANIA SMR-ÓW W CIEPŁOWNICTWIE



Jedną z najczęściej podnoszonych przez inwestorów zalet małych reaktorów jądrowych jest możliwość produkcji ciepła systemowego, w tym na potrzeby komunalne. Teoretycznie można do tego wykorzystać konwencjonalne reaktory, ale przewagą SMR-ów jest potencjalna możliwość stawiania ich bliżej zakładów przemysłowych i ośrodków miejskich. Ma to kluczowe znaczenie dla efektywności przesyłu ciepła.

Potrzeby ciepłownictwa stwarzają szanse dla atomu. W Polsce 82 proc. ciepła jest produkowane z paliw kopalnych, z czego aż 66 proc. z węgla, a ok. 12 proc. ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie przychody firm nie pokrywają kosztów wytworzenia ciepła systemowego – z danych URE za 2022 r. wynika, że rentowność brutto koncesjonowanych przedsiębiorstw wyniosła w 2022 r. -22 proc., m.in. za sprawą aż 70-proc. skumulowanego wzrostu kosztów działalności w sektorze. Wielu wytwórców nie stać więc na inwestycje istotnie zmieniające ich miks paliwowy. W kraju szybko spada wielkość zainstalowanej mocy cieplnej (w latach 2002-2022 z ok. 71 GW do ok. 53 GW) i wolumen ciepła z kogeneracji. Jej udział w produkcji ciepła ogółem spadł w latach 2021-2022 z 63,2 do 62,1 proc.¹⁹

Ciepłownictwo jest biznesem lokalnym. Według różnych kryteriów w Polsce funkcjonuje ponad 500 systemów ciepłowniczych o mocy ponad 1 MW, ale tylko ok. 20 proc. z nich spełnia kryterium efektywności energetycznej, a więc kwalifikuje się do unijnego wsparcia. Jednocześnie, ok. 50 proc. odbiorców korzysta z systemowych dostaw ciepła od przedsiębiorstw ciepłowniczych. Sprawia to, że Polska jest jednym z krajów UE o najbardziej rozwiniętym ciepłownictwie systemowym. To potężne wyzwanie dla firm, które muszą dostosować działalność do wymogów polityki klimatycznej, w tym przyspieszyć dekarbonizację i dywersyfikację źródeł ciepła oraz zapewnić jego produkcję w sposób dopasowany do lokalnych możliwości i potrzeb. Najczęściej padające w debacie publicznej argumenty za wykorzystaniem SMR-ów w ciepłownictwie to m.in.:

- Zysk ze sprzedaży ciepła z SMR-a może kompensować wyższy niż w przypadku wielkoskalowych reaktorów koszt produkcji energii elektrycznej, wynikający z czynnika skali;
- Koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej w SMR-ach może być o nawet o 1/3 niższy niż w przypadku elektrowni na gaz;
- Mniejsza moc elektryczna i cieplna SMR-ów pozwoli na lokowanie ich bliżej skupisk ludzkich i zakładów przemysłowych oraz na lepsze dopasowanie ich do lokalnych potrzeb i możliwości;

- SMR-y będą mieć praktycznie wszystkie zalety konwencjonalnych elektrowni jądrowych: ich działanie będzie bezpieczne i nie będzie powodować odprowadzania do środowiska odpadów, gdyż te będą składowane na terenie instalacji;
- Trzy SMR-y o łącznej mocy 400 MWt mogłyby pokryć ok. 60-80 proc. popytu na ciepło systemowe miasta wielkości Warszawy (ok. 9 TWh rocznie);
- Zastąpienie SMR-ami elektrociepłowni węglowych i gazowych w największych miastach pozwoliłoby utrzymać infrastrukturę ciepłowniczą. W innym przypadku, wraz z transformacją sektora ciepłowniczego, jej znaczna część może w przyszłości stać się aktywami osieroconymi.

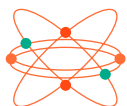
Za wcześnie, by policzyć opłacalność zastąpienia elektrociepłowni i ciepłowni węglowych SMR-ami. Wynika to z wciąż dużej niepewności co do wpływu czynnika skali na efektywność kosztową inwestycji w małe reaktory. Podobnie nie da się wiarygodnie oszacować ceny produkowanej w nich energii elektrycznej i ciepła, ani finalnego kosztu inwestycji w SMR. Można natomiast zakładać, że opłacalność ich stosowania w polskim ciepłownictwie może zapewnić tylko wykorzystanie ich do produkcji ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną. Wynika to z jej sezonowego charakteru – w skali roku krajowe zapotrzebowanie na ciepło waha się nawet o kilkaset procent. Tym samym małe reaktory mogłyby skupiać się na jego wytwarzaniu w okresie od października do kwietnia, a od maja przestawiać się na produkcję energii elektrycznej, tak by partycypować w pokrywaniu sezonowego wzrostu popytu. **Tymczasem w planowanych w Polsce projektach reaktorów SMR możliwe jest, bez modyfikacji, „przeznaczenie” na produkcję ciepła w skojarzeniu nie więcej niż 10-15 proc. termicznej mocy nominalnej, co jest wartością niewystarczającą dla zabezpieczenia dostaw ciepła dla dużych miast.** „Uciepłownione” warianty reaktorów SMR, o zwiększonych możliwościach poboru pary, muszą zostać dopiero opracowane, a następnie oddzielnie licencjonowane.

Wczesna faza rozwoju technologii SMR jest kluczowym czynnikiem ograniczającym ich wykorzystanie w transformacji ciepłownictwa. Pierwsze jednostki będą dostępne na rynku najwcześniej na początku lat 30., choć bardzo możliwe, że nastąpi to jeszcze później. Dopiero wówczas możliwa będzie weryfikacja faktycznej użyteczności SMR-ów oraz gromadzenie wniosków z ich działania. Z tego powodu seryjna produkcja małych reaktorów wsparta rozwiniętym łańcuchem dostaw towarów i usług ruszy zapewne nie wcześniej niż w połowie przyszłej dekady. Możliwość ich nabycia przez polskich odbiorców zależeć też będzie od zbudowania zdolności do realizacji inwestycji.

Powyższe kwestie istotnie osłabiają faktyczną atrakcyjność SMR-ów dla ciepłownictwa. Wymogi polityki klimatycznej w zderzeniu z obecnym stanem sektora wymagają natychmiastowych inwestycji w dekarbonizację systemów. Wiele firm i samorządów stawia na zwiększenie elastyczności w zarządzaniu nimi poprzez dywersyfikację miksu ciepłowniczego, np. rozwijając kogenerację, realizując projekty gazowe i OZE czy wykorzystując lokalnie dostępne źródła (np. ścieki, odpady czy geotermię). Dotyczy to też przemysłu, który boryka się z wysokimi i często zmiennymi cenami ciepła oraz potrzebą pilnego redukcji śladu węglowego. Dla wielu firm i samorządów nieatrakcyjna i zbyt ryzykowna jest więc perspektywa opierania swoich planów w zakresie transformacji o zaledwie potencjalną dostępność SMR-ów oraz ich atrakcyjność kosztową i operacyjną. Z drugiej

strony, nie można wykluczyć, że w niektórych systemach SMR-y będą atrakcyjnym rozwiązaniem. Dotyczy to np. dużych miast zasilanych w ciepło z jednostek na gaz lub wysokosprawne kotły wielopaliwowe, które dopiero za 10-15 lat będą zgłaszać potrzeby całkowitej dekarbonizacji.

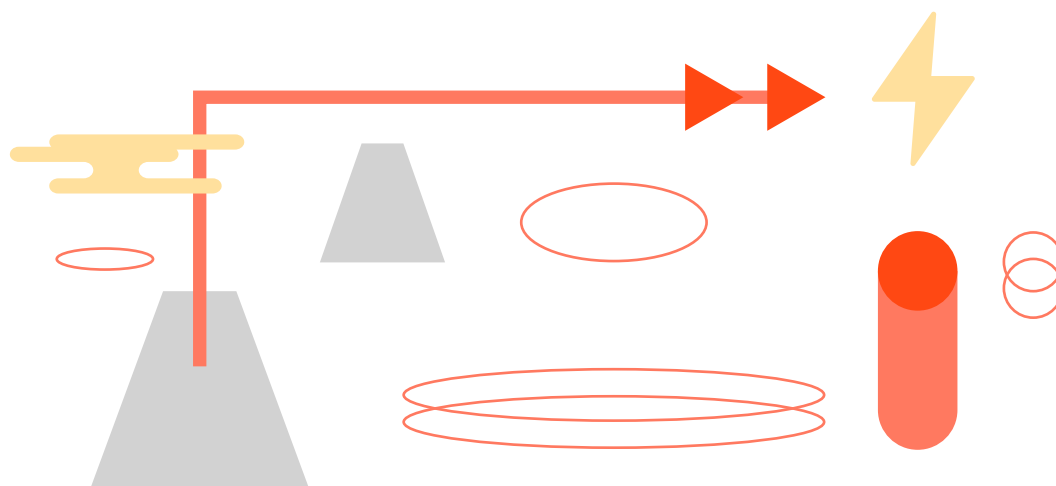
Użyteczność małych reaktorów w ciepłownictwie zależy będzie od uwarunkowań sieciowych. Niezależnie od sposobu wytworzenia ciepła, jego przesył na odległości większe niż kilka kilometrów jest na ogół mało opłacalny. Im większy dystans dzieli odbiorcę ciepła od jego źródła, tym większe straty energii cieplnej z rur i infrastruktury. To zaś może istotnie obniżać efektywność systemów ciepłowniczych – w skali kraju średni spadek energii cieplnej między wartością początkową a końcową co roku wynosi ok. 8-11 proc.²⁰ Oznacza to, że zachowanie opłacalności oraz technicznej możliwości zastosowania SMR-ów do produkcji ciepła na potrzeby komunalne i technologiczne każdorazowo zależy będzie od ich lokalizacji. Podobnie jak w przypadku innych źródeł ciepła, będzie ona musiała być stosunkowo blisko odbiorców końcowych, co stwarzać będzie szereg wyzwań natury inwestycyjnej, społecznej czy prawnej.



Możliwość zastosowania SMR-ów w elektroenergetyce i ciepłownictwie, szczególnie w przypadku zastępowania źródeł węglowych, zależy będzie od faktycznej możliwości wytworzenia i wprowadzenia do sieci produkowanego w nich ciepła, pary czy prądu na potrzeby produkcji wodoru. Pełne wykorzystanie potencjału SMR-ów może być konieczne dla zapewnienia opłacalności inwestycji.

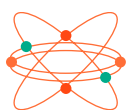
Technicznym ograniczeniem wprowadzania do sieci ciepła z małych reaktorów będą parametry generowanej przez nie pary. Powstaje ona przy wykorzystaniu ciepła generowanego podczas pracy reaktora i służy napędzaniu generatorów elektrycznych. Para z generatora kierowana jest do skraplacza, który następnie oddaje ciepło do chłodni kominowych albo do zewnętrznego zbiornika wodnego. W ten sposób produkowane w konwencjonalnych reaktorach ciepło jest de facto tracone. W przypadku SMR-ów nadzieję pokłada się zaś w możliwości jego wtłoczenia do sieci, a następnie dostarczeniu do odbiorców końcowych w postaci pary wodnej lub gorącej wody i wykorzystywaniu w procesach przemysłowych lub do zasilania systemów grzewczych. W praktyce jednak **ilość pary we wszystkich rozważanych w Polsce konstrukcjach małych reaktorów przekraczać będzie możliwości lokalnej infrastruktury cieplnej.** W mniejszym stopniu wyzwaniem będzie też jej temperatura, która w przypadku reaktora VOYGR ma wynosić 217-288 st. C., a w przypadku BWRX-300 270-287 st. C., podczas gdy ciśnienie – odpowiednio 5,4 i 7,2 MPa. Nakładają się na to ww. ograniczenia związane z możliwością produkcji ciepła w kogeneracji.

Z powyższego powodu część producentów SMR-ów (np. GEH) pracuje nad wersją reaktora specjalnie dostosowaną do wymogów ciepłownictwa, w tym mającą większe możliwości pracy w kogeneracji. Należy jednak zaznaczyć, że **z prawnego i technologicznego punktu widzenia będą to odrębne jednostki, różniące się względem ich „standardowej” wersji np. różnymi w obiegu wtórnym (co ma wpływ na bezpieczeństwo jądrowe).** To zaś będzie się wiązać z koniecznością ich ponownej certyfikacji przed polskim dozorem jądrowym, co będzie generować dodatkowe koszty i odsunie w czasie wprowadzenie jednostek na rynek.



W polskich warunkach ciepło z SMR-ów będzie w ograniczonym stopniu mogło być dostarczane do odbiorców komunalnych. Ich potrzeby cieplne są zaspokajane przede wszystkim z wykorzystaniem infrastruktury niskoparametrowej, w której nośnikiem ciepła jest gorąca woda o temperaturze rzędu 70-130 st. C., co jest wartością w pełni wystarczającą do efektywnego ogrzewania budynków oraz podgrzewania wody użytkowej. Wyższe temperatury są stosowane głównie w celu zapewnienia odpowiedniej wydajności w instalacjach. Co więcej, obecnie częściej postuluje się dostosowanie systemów ciepłowniczych do pracy w niższej temperaturze (poniżej 70 st. C.) w celu zmniejszenia strat na przesył ciepła oraz zwiększenia możliwości wykorzystania energii z OZE, geotermii czy odpadów. Z tego powodu, część producentów SMR-ów deklaruje możliwość odzyskania w ich jednostkach części ciepła resztkowego z wody w obiegu chłodzenia. W praktyce jednak z powodów technologicznych **żaden z obecnie planowanych do wdrożenia w Polsce reaktorów nie będzie w stanie dostarczyć znacznych ilości ciepła na potrzeby miast.**

SMR-y mogą stanowić źródło wysokotemperaturowego ciepła procesowego dla przemysłu. Zwykle korzysta on z sieci wysokoparametrowych, w których za transport energii cieplnej odpowiada para wodna lub gorąca woda o temperaturze znacznie wyższej niż 130 st. C., przesyłana pod dużo wyższym ciśnieniem niż w sieciach niskoparametrowych. Choć wiele procesów wymaga przy tym ciepła o temperaturze rzędu 500-1000 st. C. (co jest wartością przekraczającą możliwości małych reaktorów jądrowych, z wyjątkiem jednostek wysokotemperaturowych IV generacji), to część z nich może być realizowana przy wykorzystaniu ciepła o temperaturze niższej niż 250 st. C. Chodzi m.in. o część produkcji w przemyśle petrochemicznym, wodorowym, papierniczym czy spożywczym.

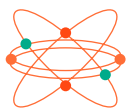


SMR-y mogą być istotnym, choć raczej nie głównym, wsparciem transformacji energetycznej polskiego ciepłownictwa. Ich wykorzystanie będzie wymagać znaczących inwestycji w dostosowanie możliwości sieciowych do przyjmowania ciepła o odpowiednich parametrach. Budowa małych reaktorów nie zastąpi inwestycji w OZE i w lokalnie dostępne źródła ciepła. Wykorzystanie tych ostatnich pozostanie niezbędnym elementem dywersyfikacji i dekarbonizacji systemów ciepłowniczych.

UWARUNKOWANIA EKONOMICZNE



Nie jest znany koszt budowy małych reaktorów jądrowych ani cena produkowanej w nich energii elektrycznej i/lub ciepłej. Deklaracje padające w przestrzeni publicznej bazują jedynie na zapewnieniach niektórych dostawców technologii, które są powielane przez podmioty zainteresowane inwestycją. Szacunki często bazują na danych z budowy i eksploatacji istniejących elektrowni wielkoskalowych. Co więcej, na przestrzeni lat zapewnienia producentów SMR-ów co do kosztów istotnie się zmieniały. NuScale jeszcze w 2017 r. zakładał, że koszty budowy elektrowni o mocy 462 MW (sześć modułów po 77 MW każdy) wyniosą 3,6 mld dol., podczas gdy jesienią 2023r. szacował je już na 9,3 mld dol. Podobnie rosły wydatki na realizację pilotażowego projektu w stanie Utah w USA – w styczniu 2023 r. NuScale ogłosił, że koszt produkcji prądu z tamtejszego SMR-a wyniesie 89dol./MWh, czyli o 53 proc. więcej niż wcześniej zakładano. W przypadku reaktora BRWX-300 koszt budowy piątego lub szóstego reaktora z serii miałby zaś wynosić ok. 1 mld dol., ale wyliczenia te nie są możliwe do zweryfikowania na tym etapie.



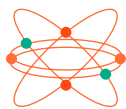
Obecnie nie ma przesłanek pozwalających na kategoryczne przesądzenie o kosztach budowy małych reaktorów jądrowych oraz cenie produkowanej w nich energii elektrycznej i ciepła. Wynika to z wczesnego stopnia ich rozwoju i braku komercyjnej dostępności na rynku. By małe reaktory były konkurencyjne względem konwencjonalnych elektrowni jądrowych, konieczne będzie wygenerowanie odpowiednio dużego efektu skali. Duża niepewność może podważać ekonomiczny sens inwestycji w oczach potencjalnych nabywców.

Niepewność co do ekonomicznej opłacalności budowy i eksploatacji małych reaktorów obrazują też rozbieżności w szacunkach naukowców. Badacze z Colorado State University wyliczyli w 2022 r., że budowa lekkowodnych SMR-ów może kosztować ok. 4,84 mln dol. na każdy 1 MW mocy zainstalowanej. Natomiast zeszłoroczne symulacje naukowców z Technische Universität Berlin, DIW Berlin, Copenhagen School of Energy Infrastructure oraz University of Mannheim wskazują, że może to być nawet 28,7 mln dol./MW w przypadku reaktora NuScale i 13,1 mln dol./MW w przypadku reaktora BWRX-300. **To poziomy kosztów porównywalne do kosztów budowy ostatnich reaktorów wielkoskalowych.** Estymacje dotyczące kosztu produkcji energii według tzw. LCOE wskazują natomiast, że może on wynieść nawet 173,9 dol./MWh w przypadku BWRX-300 i 186,7 dol./MWh dla technologii VOYGR²¹. NuScale i GEH zakładają, że w ich przypadku LCOE może wynieść od 50 do 119 dol./MWh. **Rentowność eksploatacji małych reaktorów jądrowych nie jest przesądzona i w negatywnym scenariuszu mogą one generować nawet ujemną marżę brutto na poziomie od kilkudziesięciu do nawet kilkuset dolarów na każdą wyprodukowaną MWh.** Niezależnie od wiarygodności szacunków, zmitygowanie ryzyka będzie wymagać od inwestorów budowy odpowiednich struktur kapitałowych. Wiele wskazuje przy tym, że LCOE SMR-ów będzie niższe niż elektrowni na gaz i OZE, które według różnych szacunków mogą w okolicach 2030 r. wynieść odpowiednio co najmniej 640 i 300 zł/MWh.

Uwarunkowania opłacalności inwestycji w SMR-y

Można zakładać, że budowa w Polsce jednej elektrowni wykorzystującej SMR-y będzie się wiązać z wydatkiem rzędu kilku miliardów euro. Ostateczna kwota będzie wypadkową m.in. liczby projektów jądrowych, sposobu finansowania ich budowy, warunków uzyskania zewnętrznego wsparcia finansowego, modelu biznesowego inwestora czy też możliwości wspierania inwestycji przez państwo, w tym podejścia KE do udzielania na ten cel pomocy publicznej.

Głównym czynnikiem determinującym opłacalność inwestycji w elektrownie jądrowe jest efekt skali, związany z kosztami budowy obiektu oraz produkcji w nim energii elektrycznej. W celu zapewnienia opłacalności inwestycji konwencjonalne reaktory mają coraz większą moc zainstalowaną, a ich średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy (ang. *capacity factor*) jest najwyższy spośród innych technologii produkcji energii elektrycznej. W skali świata w 2020 r. wynosił ponad 84 proc., wobec 62 proc. dla bloków na węgiel, 49 proc. dla elektrowni gazowych, 44 proc. dla morskich farm wiatrowych, 35 proc. w przypadku wiatraków lądowych i 10 proc. w przypadku farm PV.



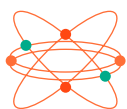
Ze względu na niższą moc wyjściową SMR-y wykazują ujemne korzyści skali, czyli wymagają więcej betonu i stali w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej niż tradycyjne reaktory o wyższej mocy. Na podstawie dotychczasowych doświadczeń z rozwoju projektów SMR można zakładać, że w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej koszt ich budowy oraz produkcji w nich energii elektrycznej będzie prawdopodobnie wyższy niż reaktorów wielkoskalowych.

Wyzwania ekonomiczne wynikające z efektu skali producenci SMR-ów starają się pokonać dzięki modułowości konstrukcji oraz seryjnej produkcji. Ich nabywcy zamierzają zaś stawiać w danej lokalizacji kilka tego typu jednostek obok siebie. Dotąd NuScale był wielokrotnie zmuszany do zmiany łącznej mocy swojej elektrowni. Podobnie OSGE w żadnej z rozważanych lokalizacji nie zakłada budowy pojedynczego małego reaktora. Zgodnie z planem z 2023 r. w Ostrołęce i Stawach Monowskich stanąć miałyby po cztery jednostki, a we Włocławku nawet sześć. W efekcie łączna moc elektrowni może znacznie przekraczać 1 GW i rozmiary konwencjonalnego obiektu. To zaś, biorąc pod uwagę koszty inwestycji, może w wielu przypadkach podważać praktyczny sens jej realizacji. Częściową odpowiedź mogą dać dopiero kilkuletnie doświadczenia z działania instalacji pilotażowych w USA czy Kanadzie.

Ostateczna rentowność budowy i eksploatacji małych reaktorów będzie zależeć m.in. od kosztu zakupu technologii, pozyskania kapitału oraz efektu generowanego przez krzywą uczenia się. Ich przyszli nabywcy liczą, że wydatki będą szybko spadać wraz z zakupem kolejnych jednostek, standaryzacją ich projektów oraz utratą przez taką inwestycję statusu FOAK na rzecz statusu NOAK. Byłaby to tendencja odwrotna od zauważalnej w przypadku konwencjonalnych reaktorów, których koszty kapitałowe rosną w miarę zwiększania mocy jednostek i ilości

produkowanej w nich energii elektrycznej. Na marginesie, to właśnie to zjawisko oraz długi czas budowy dużych elektrowni jądrowych dał kluczowy asumpt do prac nad ich przeskalowaniem i modularyzacją²².

Niepewność co do kosztów budowy i eksploatacji SMR-ów potęguje trudności w budowie modelu finansowego inwestycji. Rozpatrując sposoby pokrycia kosztów na etapie rozwoju i wdrażania projektu, można wyróżnić działania bezpośrednie oraz pośrednie. Te pierwsze mogą się odnosić do sfinansowania inwestycji w modelu korporacyjnym (tj. własnymi zasobami inwestora) albo poprzez pozyskanie zewnętrznego kapitału. Może on mieć postać kredytów bankowych czy pożyczek i grantów od instytucji zainteresowanych wspieraniem tego typu projektów, ale też funduszy dostarczonych od wspólninwestorów, np. zainteresowanych korzyściami z działania małego reaktora. Działania pośrednie to zaś głównie zabezpieczanie owych kredytów gwarancjami skarbu państwa.



W europejskich warunkach praktycznie nie ma możliwości zbudowania elektrowni jądrowej bez zaangażowania w nią rządu danego państwa. Może ono przybierać formę politycznego firmowania projektu, ułatwień regulacyjnych czy finansowego wsparcia.

Żaden z inwestorów zainteresowanych budową SMR-ów w Polsce nie jest w stanie samodzielnie ich finansować. W przypadku większości konwencjonalnych projektów jądrowych struktura finansowania to 20–30 proc. kapitału własnego i 70–80 proc. długu. Ze względu na nieznany koszt budowy SMR-ów i liczbę planowanych inwestycji nie można wykluczyć, że ich budowa w jeszcze większym stopniu będzie finansowana długiem. Postawi to przed inwestorami wyzwanie zbudowania zdolności do jego obsługi. Wśród potencjalnych sposobów pozyskania gotówki można wymienić instrumenty właścicielskie i wierzycielskie oferowane przez Polski Fundusz Rozwoju, a także środki zgromadzone na rachunkach jednostek sektora finansów publicznych, funduszy inwestycyjnych, ubezpieczeniowych i emerytalnych, instytucji rządowych i samorządowych czy przedsiębiorstw niefinansowych. Krajowymi i europejskimi funduszami na inwestycje w źródła niskoemisyjne (w tym energetykę jądrową) dysponuje także NFOŚiGW i polski sektor bankowy. W Polsce nie funkcjonuje system publicznego wsparcia przeznaczony na budowę SMR-ów. Jego ustanowienie na tym etapie dojrzałości technologii i stanu wiedzy o kosztach jej wdrożenia ocenić należy jako zdecydowanie przedwczesne.

Potencjalne zagraniczne źródła finansowania to m.in. środki agencji kredytów eksportowych czy zgromadzone na rachunku International Bank for Nuclear Infrastructure (IBNI). To międzynarodowy bank inwestycyjny, którego celem ma być wspieranie przedsięwzięć realizowanych w przemyśle jądrowym. Dotąd w Polsce rozwój projektów SMR-ów cieszył się znacznym poparciem politycznym, co ułatwiało inwestorom i dostawcom technologii rozmowy z partnerami. Niektórym z nich udało się osiągnąć postępy w zabezpieczeniu finansowania projektu. W kwietniu 2023 r. amerykański EXIM Bank i DFC złożyli deklarację gotowości wsparcia kredytem w wysokości do 4 mld dol. planowanej przez OSGE budowy reaktorów BWRX-300.

Finansowanie budowy małych reaktorów jądrowych

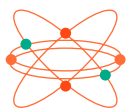
W zdecydowanej większości przypadków zewnętrzne finansowanie projektu jądrowego musi być zabezpieczone gwarancjami skarbu państwa. W Polsce mogą one sięgnąć do 100 proc. wartości inwestycji o szczególnym znaczeniu dla gospodarki narodowej. Jednym z kluczowych warunków ich uzyskania jest ustanowienie przez inwestora na rzecz skarbu państwa zabezpieczenia na wypadek roszczeń wynikających z tytułu wykonania obowiązków poręczyciela lub gwaranta, a także zapewnienie zgodności gwarancji z regułami pomocy publicznej. Decyzja rządu o udzieleniu gwarancji na projekt jądrowy będzie wypadkową m.in.:

- **PRAWNYCH OGRANICZEŃ WARUNKUJĄCYCH MOŻLIWOŚĆ UDZIELANIA TYCHŻE GWARANCJI.** Konstytucja RP i ustawa o finansach publicznych zabraniają zaciągania zobowiązań, które skutkowałyby zwiększeniem państwowego długu publicznego powyżej 60 proc. PKB. Przekroczenie limitu jest jedną z przesłanek do uruchomienia procedury nadmiernego deficytu;
- **KWOTOWEGO LIMITU UDZIELONYCH GWARANCJI.** Ustawa budżetowa co roku wyznacza dopuszczalną kwotę poręczeń i gwarancji udzielanych przez skarb państwa. W 2024 r. jest to 200 mld zł;
- **RYZYKA ZMIANY STATUSU GWARANCJI Z NIEWYMAGALNYCH DO WYMAGALNYCH.** W dużej mierze zależy ono od ryzyka inwestycyjnego, które w przypadku inwestycji w SMR-y będzie co najmniej znaczne, gdyż technologie nie są jeszcze sprawdzone w budowie i eksploatacji;
- **RYZYKA KURSOWEGO.** Może mieć ono wpływ na bieżące szacunki kwot gwarancji skarbu państwa, gdyż w przypadku realizacji projektu jądrowego zwykle ponad połowa z nich jest udzielana w walutach obcych, głównie dolarach i euro²³.

Powyższe może być istotnym ograniczeniem dla inwestorów w małe reaktory jądrowe. O kredyty i gwarancje skarbu państwa będą najpewniej musieli rywalizować zarówno między sobą, jak i z inwestorami budującymi konwencjonalne elektrownie jądrowe, a także z podmiotami działającymi w innych sektorach gospodarki. W czarnym scenariuszu część inwestorów może nie być w stanie zamknąć finansowania na etapie wdrażania projektu. Ryzyko to jest szczególnie istotne w odniesieniu do budowy pierwszych SMR-ów, które będą mieć ograniczoną wiarygodność biznesową, a ich koszt początkowy może znacznie odbiegać od ostatecznego.

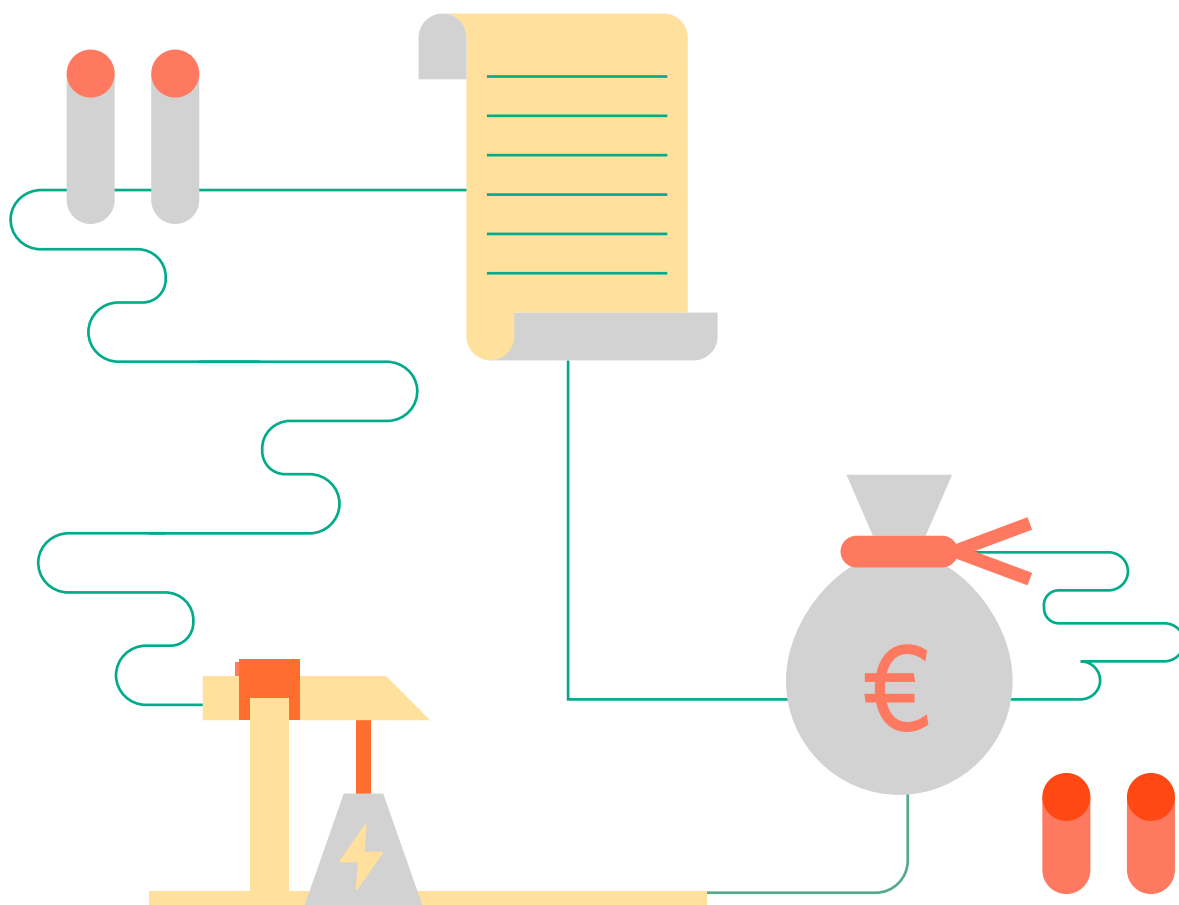
Finansowanie eksploatacji małych reaktorów jądrowych

Rentowność eksploatacji reaktorów jądrowych, a niekiedy i znacznej części kosztów ich budowy, mają zapewnić różne modele finansowe. Realizacja konwencjonalnych projektów doprowadziła do wypracowania co najmniej kilkunastu podejść do budowy ich struktur kapitałowych. Do przykładowych należą: kontrakt różnicowy, tzw. model czeski, szereg modeli taryfowych, np. brytyjski *Regulated Asset Base* (RAB, pol. Wartość Regulacyjna Aktywów), a także modele spółdzielcze, np. fiński Mankala czy opracowany w Polsce model SaHo.



W przypadku żadnej planowanej w Polsce budowy reaktora typu SMR nie jest jeszcze publicznie znany sposób sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni, w tym czy będą to wieloletnie umowy PPA, kontrakt różnicowy czy model taryfowy.

Wiele wskazuje, że inwestycje w SMR-y będą realizowane głównie w oparciu o umowy typu CfD. To forma pomocy publicznej, w ramach której państwo zwykle przez kilkadziesiąt lat gwarantuje stałą cenę (ang. *strike price*) energii elektrycznej wyprodukowanej z elektrowni jądrowej. Energia sprzedawana jest jednak po cenie rynkowej. Jeśli jest ona niższa niż *strike price*, powołany przez rząd specjalny podmiot dopłaca różnicę operatorowi obiektu, a jeśli jest wyższa, wytwórca musi zwrócić nadwyżkę podmiotowi rozliczającemu. Dopuszcza się przy tym, by *strike price* była aktualizowana co kilka lat. W ramach reformy unijnego rynku energii elektrycznej wprowadza się wymóg, by za trzy lata pomoc publiczna w postaci kontraktu różnicowego była stosowana do wszystkich inwestycji w nowe jednostki wytwarzania prądu z takich źródeł jak energia jądrowa, wiatrowa, słoneczna, geotermalna i wodna.



Dostępność kadr na potrzeby budowy i eksploatacji obiektu jądrowego

Budowa elektrowni jądrowych w Polsce będzie wymagać wysoko wykwalifikowanych kadr o różnych specjalizacjach. Obecnie ich rynek jest w fazie tworzenia – polskie uczelnie oferują kierunki studiów różnego stopnia dotyczące pracy w przemyśle jądrowym, powstają też pierwsze centra kompetencyjne oraz szkolenia zawodowe. Ma to głównie związek z budową elektrowni w gminie Choczewo, którą realizuje spółka PEJ. Inicjatywę podejmuje też MKiŚ, które w grudniu 2023 r. zatwierdziło krajowy „Plan rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej”²⁴. Jego celem jest zapewnienie w Polsce takiej ilości i jakości kadr, które zagwarantują sprawną i bezpieczną budowę oraz eksploatację elektrowni jądrowych, a także rozwój krajowej bazy ekspertów. W dokumencie zidentyfikowano zasoby i potrzeby kadrowe podmiotów zaangażowanych w realizację PPEJ, a także przedstawiono możliwości ich zaspokojenia.

Wyzwania związane z brakiem odpowiedniej liczby pracowników potęgować będzie jednoczesna realizacja wielu projektów jądrowych. Rodzi to ryzyko rywalizacji o pracowników między spółkami celowymi, ich podwykonawcami i sektorem publicznym, w tym przede wszystkim dozorem jądrowym i instytucjami kontrolno-inspekcyjnymi. W najgorszej sytuacji są te ostatnie. Takie podmioty jak PAA, UDT, GDOŚ i GIOŚ oraz pełniące koordynującą rolę MKiŚ obecnie zatrudniają wysokiej klasy specjalistów. Z powodów ekonomicznych grozi im odpływ kadr do spółek celowych i podmiotów z nimi współpracujących. W efekcie istnieje ryzyko, że nie będą one w stanie terminowo i z wymaganą starannością obsługiwać z perspektywy administracji inwestycji w projekty jądrowe. Grozi to ich opóźnieniem i zwiększeniem stopnia komplikacji. To o tyle istotne, że licencjonowanie reaktorów BWR wymagać będzie oddzielnych specjalistów (trudno dziś takich znaleźć w Europie), a ich eksploatacja – oddzielnych operatorów.

Deficyt specjalistów może zmusić instytucje kontrolno-inspekcyjne i nadzorcze pełniące rolę OWT do współpracy z ekspertami zagranicznymi, szczególnie poprzez zamawianie kosztownych analiz i ekspertyz. Sięgać po nie będzie musiała też przynajmniej część inwestorów, co podbije koszty ich projektów.

Nie ma pełnych danych o liczbie pracowników potrzebnych do budowy i eksploatacji SMR-ów. W przypadku konwencjonalnej elektrowni na etapie budowy jest to ok. 3-4 tys. osób, przede wszystkim z wykształceniem technicznym i zawodowym. Obsługa działających reaktorów to zaś kilkaset osób. Orlen ocenia, że do 2040 r. realizacja jego planów budowy całej floty małych reaktorów będzie wymagać około 2,5 tys. specjalistów. Częściowo na korzyść inwestorów gra czas – większość SMR-ów powstawać będzie w latach 30., więc firmy będą mogły częściowo czerpać z wiedzy i doświadczeń osób pracujących przy wcześniejszych projektach jądrowych.

UWARUNKOWANIA PRAWNE



Wdrożenie małych reaktorów jądrowych wymagać będzie licencjonowania przez dozór jądrowy. W Polsce rolę tę pełni Prezes PAA²⁵. Pojęcie licencjonowania nie zostało zdefiniowane w polskim prawie, ale w przepisach określone są poszczególne elementy procesu²⁶. Jego celem jest uzyskanie zezwoleń umożliwiających eksploatację danej jednostki na terytorium kraju. Część inwestorów argumentuje, że mniejsza moc i rozmiar SMR-ów, ich prostsza konstrukcja oraz mniejsza ilość materiałów rozszczepialnych spowodują, że proces oceny pod kątem bezpieczeństwa będzie znacznie prostszy. W ślad za tym powinien on zostać odformalizowany i skrócony.

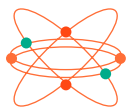
W rzeczywistości zdecydowana większość projektów SMR-ów bazuje na przeskalowanych pod kątem mocy i rozwiązań dużych reaktorach jądrowych, najczęściej lekkowodnych PWR i BWR, choć rozwijane są też instalacje wysokotemperaturowe chłodzone gazem (HTGR), stopionymi solami (MSR) czy ciekłymi metalami (LMFR)²⁷.

Z powyższego powodu kluczowe organizacje międzynarodowe – MAEA i WENRA – uważają, że obowiązujące w różnych krajach wymagania dotyczące elektrowni jądrowych są wystarczające także dla SMR-ów. Nie są więc potrzebne istotne zmiany. W stanowisku z kwietnia 2023 r. WENRA apeluje, by zamiast ich forsowania dostawcy technologii oraz jej nabywcy skupili się na efektywnym wykorzystaniu już obowiązujących regulacji oraz rozwoju projektów reaktorów, tak by były one wystarczająco dojrzałe do oceny regulacyjnej. WENRA podnosi też potrzebę terminowego składania kompletnych dokumentów i wniosków²⁸.

Podobnie polskie prawo energii jądrowej nie różnicuje wymagań regulacyjnych w zależności od typu reaktora, technologii czy mocy. Oznacza to, że wobec małych reaktorów stosuje się te same wymagania w zakresie zezwoleń i bezpieczeństwa jądrowego, co do projektu wielkoskalowej jednostki. SMR-y muszą wpisywać się w identyczne standardy i w całym cyklu swojego życia gwarantować niezawodność i bezpieczeństwo działania niezależnie od okoliczności. Wskazują na to zawarte w Prawie atomowym²⁹ definicje obiektu jądrowego oraz elektrowni jądrowej, a także wymóg by każdorazowa budowa, rozruch, eksploatacja lub likwidacja obiektu jądrowego objęta była stosownym zezwoleniem Prezesa PAA.

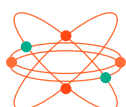
Polskie przepisy nie zabraniają realizacji projektów typu FOAK, ale wykluczają możliwość, by w projekcie i procesie budowy obiektu jądrowego stosowane były „rozwiązania i technologie, które nie zostały sprawdzone w praktyce w obiektach jądrowych lub za pomocą prób, badań oraz analiz”³⁰. Mimo że żaden SMR bazujący na technologii reaktora lekkowodnego nie przeszedł nigdzie pełnej procedury licencyjnej, to nie ma przeszkód prawnych do ich budowy w Polsce. Warunkiem jest jednak udowodnienie ponad wszelką wątpliwość, że projekt spełnia wszelkie wymagania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Służą temu analizy bezpieczeństwa przeprowadzone w trybie określonym w przepisach, tj. z wykorzystaniem odpowiednich metod i narzędzi³¹. Ma to potencjalnie duże znaczenie dla SMR-ów, które bazują na eksploatowanych od lat wielkoskalowych reaktorach PWR. Ich technologia jest dojrzała, więc cechuje się sprawdzonymi i przewidywalnymi parametrami technicznymi, a także czasem i kosztami realizacji oraz zasadami eksploatacji. W przypadku jednostek innych typów samo

wypracowanie, zweryfikowanie w praktyce i wdrożenie metod badawczych może być czasochłonne i kosztowne. Wymagać będzie zapewne zebrania wcześniej doświadczeń z działania instalacji eksperymentalnych i prototypowych.



Proces licencjonowania reaktora jądrowego jest trzyetapowy i stanowi element ogólnej procedury administracyjnej związanej z uzyskiwaniem decyzji niezbędnych do jego uruchomienia. Kluczowe role pełnią w niej prezes PAA, GDOŚ, wojewoda i MKiŚ.

Pierwszy etap licencjonowania kończy się wydaniem zezwolenia prezesa PAA na budowę obiektu jądrowego. W tym celu inwestor musi sporządzić raport lokalizacyjny planowanego przedsięwzięcia, który zawiera wyniki pomiarów i badań terenu wybranego pod jego lokalizację. Ich celem jest potwierdzenie możliwości realizacji inwestycji pod kątem lokalnych uwarunkowań sejsmicznych, tektonicznych czy hydrologicznych, ale też uzyskanie oceny co do zdarzeń zewnętrznych będących skutkiem działalności człowieka i sił przyrody. Na podstawie tych badań i na bazie projektu reaktora oraz przeprowadzonych analiz bezpieczeństwa, sporządza się wstępny raport bezpieczeństwa. Dołącza się go do wniosku do prezesa PAA o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego. Potwierdza ono spełnienie przez inwestycję wymagań w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony fizycznej, a czas na jego wydanie to 24 miesiące od dnia wpłynięcia wniosku inwestora.

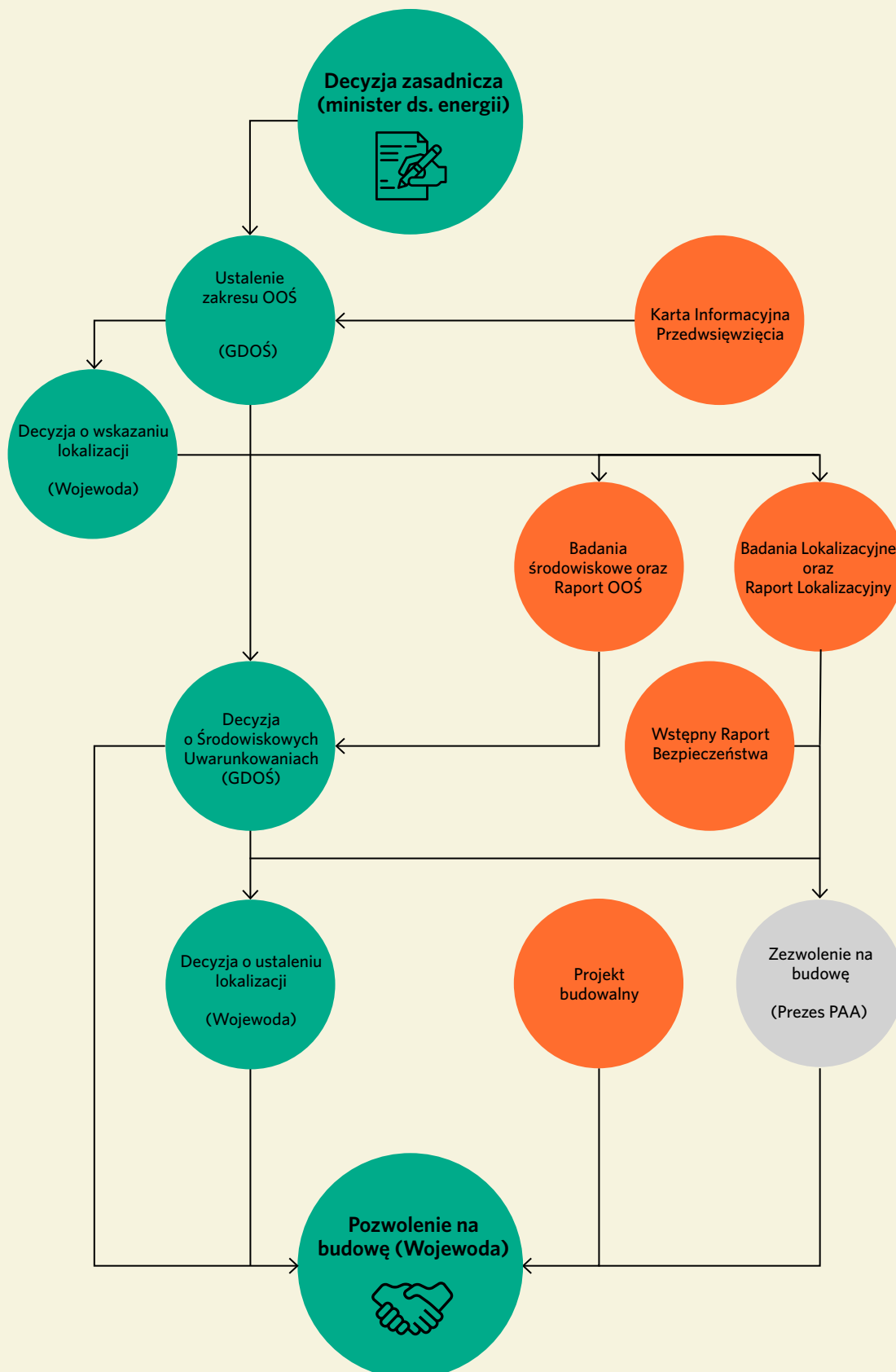


Zgodnie z Prawem atomowym analizy bezpieczeństwa muszą uwzględniać aspekty techniczne i środowiskowe inwestycji, a ich wyniki muszą być zweryfikowane przez podmioty, które nie biorą udziału w opracowaniu projektu obiektu jądrowego.

Uzyskanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego i jego przedłożenie wraz z projektem budowlanym jest ostatnią decyzją poprzedzającą wydanie przez wojewodę pozwolenia na budowę elektrowni jądrowej. Proces uzyskiwania tego ostatniego rozpoczyna wydanie przez MKiŚ decyzji zasadniczej, wyrażającej polityczne poparcie rządu dla realizacji danego projektu jądrowego. Następnie inwestor składa do GDOŚ wniosek (wraz z Kartą Informacyjną Przedsięwzięcia) o ustalenie zakresu oceny oddziaływania inwestycji na środowisko, a także wniosek do wojewody o decyzję o wskazaniu jej lokalizacji. Na tej podstawie możliwe jest rozpoczęcie badań środowiskowych i badań lokalizacyjnych. Na badania środowiskowe w praktyce składa się kilkadziesiąt różnych analiz dotyczących wpływu inwestycji na florę i faunę.

INFOGRAFIKA 1. PROCES ADMINISTRACYJNY ZWIĄZANY Z REALIZACJĄ INWESTYCJI W ELEKTROWNIĘ JĄDROWĄ

● władza jądrowa ● władza niejądrowa ● inwestor



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE NUCLEAR.PL

Z badań środowiskowych i lokalizacyjnych sporządza się raporty, które wraz z opiniami i uzgodnieniami licznych organów są przedkładane odpowiednio GDOŚ i wojewodzie. W przypadku procedury środowiskowej GDOŚ poddaje następnie raport pod konsultacje krajowe i transgraniczne, a po ich zakończeniu wydaje decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach (decyzję środowiskową). Jest ona podstawą wydania przez wojewodę decyzji o ustaleniu lokalizacji przedsięwzięcia i finalnie pozwolenia na budowę obiektu. Szacuje się, że samo przeprowadzenie wszystkich wymaganych prawem badań środowiskowych w jednej lokalizacji to wydatek co najmniej 200 mln zł.

Zakończenie powyższego procesu pozwala na rozpoczęcie budowy elektrowni jądrowej.

Po jej zakończeniu i przeprowadzeniu testów przedeksploatacyjnych inwestor może wystąpić o zezwolenie na rozruch, czyli załadunek paliwa jądrowego do rdzenia reaktora i osiągnięcie pierwszej krytyczności, tj. uruchomienia jednostki na minimalnej mocy. Raport z rozruchu zatwierdza dozór jądrowy, co stanowi podstawę wydania zezwolenia na eksploatację obiektu, czyli w praktyce jego synchronizację z KSE i przekazanie do ruchu planowego. Doświadczenia z budowy konwencjonalnych bloków jądrowych wskazują, że sam ten proces, liczony od zakończenia budowy do rozpoczęcia komercyjnej produkcji energii elektrycznej, trwa zwykle 12-18 miesięcy.

Z punktu widzenia inwestycji w małe reaktory jądrowe powyższe oznacza konieczność przejścia przez dokładnie tę samą procedurę co w przypadku dużych bloków jądrowych. Dla SMR-ów może to być jednak proces nawet bardziej czasochłonny. Powodem będzie brak doświadczeń we wdrażaniu tej technologii w Polsce i innych krajach, ale też ograniczone możliwości dozoru jądrowego. Wiele wskazuje, że czynnik skali wymusi jednoczesną realizację nawet kilku inwestycji w małe reaktory. To z kolei spowoduje napływ do PAA dużej liczby wniosków o wydanie kolejnych opinii czy zgód. Wobec deficytu kadrowego i finansowego wydaje się mało prawdopodobne, by obecnie urząd ten był w stanie terminowo „obsługiwać” wszystkich zainteresowanych inwestorów projektów jądrowych.

Dla procesu wdrażania w Polsce SMR-ów bardzo duże znaczenie będzie mieć tzw. pre-licencjonowanie obiektów jądrowych. To określony prawem³² zespół działań zmierzających do wyjaśnienia jak największej liczby wątpliwości inwestorów lub producentów technologii jeszcze przed rozpoczęciem formalnego procesu jej licencjonowania. Wątpliwości te mogą dotyczyć kwestii planowanej lokalizacji elektrowni, jej projektu oraz technicznych i organizacyjnych aspektów funkcjonowania. Celem jest uzyskanie potwierdzenia dozoru jądrowego, że projekt spełnia wymogi np. bezpieczeństwa i ochrony radiologicznej. To zaś służy możliwie maksymalnemu ograniczeniu ryzyk inwestycyjnych związanych z rozwojem technologii, która nie była dotąd stosowana, a więc i zredukowaniu niepewności co do tempa, przebiegu, kosztów i efektu właściwej oceny regulacyjnej.

Do wprowadzonych w Polsce rozwiązań pre-licencyjnych należą:

- **WYPRZEDZAJĄCA OPINIA PREZESA PAA** dotycząca planowanej lokalizacji obiektu jądrowego (art. 36a Prawa atomowego);
- **OGÓLNA OPINIA DOTYCZĄCA PLANOWANYCH ROZWIĄZAŃ ORGANIZACYJNO-TECHNICZNYCH** w przyszłej działalności oraz projektów dokumentów, które należy złożyć wraz z wnioskiem o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego (art. 39b Prawa atomowego);
- **TECHNICZNE I ORGANIZACYJNE ZALECENIA PREZESA PAA** w sprawach bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej (art. 110 pkt. 3 Prawa atomowego).

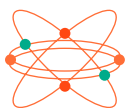
INFOGRAFIKA 2. PROCES BUDOWY I PRZEKAZYWANIA DO EKSPLOATACJI ELEKTROWNI JĄDROWEJ



Poza powyższymi ułatwieniu dialogu między wnioskodawcą a dozorem jądrowym służyć może możliwość przedstawienia przez niego uwag do projektu zezwolenia na budowę obiektu jądrowego³³.

Wniosek o wydanie wyprzedzającej opinii prezesa PAA dot. planowanej lokalizacji powinien zawierać m.in. raport lokalizacyjny i dowód uiszczenia opłaty w wysokości 198 tys. zł. Raport lokalizacyjny musi wykazywać, że wybrane miejsce budowy reaktorów spełnia wymogi prawne i nie cechuje się uwarunkowaniami wykluczającymi tego typu inwestycję, np. pozwala na zapewnienie bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej i fizycznej czy na podjęcie skutecznych działań w razie zdarzenia radiacyjnego³⁴. Na gruncie tzw. specustawy jądrowej w przypadku planowanej budowy elektrowni jądrowej uzyskanie opinii w tym zakresie jest konieczne, co jest wyjątkiem od generalnej zasady wynikającej z Prawa atomowego. Wnioskodawca nie ma przy tym swobody w kształtowaniu zakresu opinii, więc musi się on pokrywać z zakresem zezwolenia prezesa PAA na budowę obiektu jądrowego.

To ostatnie stanowi istotną różnicę między opinią dotyczącą lokalizacji a ogólną opinią dotyczącą planowanych rozwiązań organizacyjno-technicznych, której zakres może być dowolnie kształtowany przez wnioskodawcę. Oznacza to, że może ona dotyczyć zarówno całości zagadnień związanych z planowaną inwestycją, jak i tylko niektórych planowanych rozwiązań. Uzyskanie ogólnej opinii wiąże się przy tym z koniecznością uiszczenia przez wnioskodawcę kwoty 350 tys. zł i może poprzedzać złożenie wniosku o wydanie przez prezesa PAA zezwolenia na budowę, rozruch, eksploatację lub likwidację obiektu jądrowego. W poprzednim stanie prawnym opinię należało dołączyć do wniosku o wydanie przez MKiŚ decyzji zasadniczej, co było krytykowane w doktrynie jako stojące w sprzeczności z ratio legis rozwiązań pre-licencyjnych, które powinny mieć charakter fakultatywny³⁵. Zgodnie z art. 39b ust. 2 Prawa atomowego Prezes PAA wydaje ogólną opinię w terminie 6 miesięcy, a w przypadkach szczególnie skomplikowanych w terminie 9 miesięcy.



W maju 2023 r. na wniosek OSGE prezes PAA wydał pierwszą ogólną opinię ws. technologii małych reaktorów jądrowych. Regulator ocenił w niej, że założenia techniczne reaktora BWRX-300 są zgodne z polskimi wymogami bezpieczeństwa jądrowego. Zazaczył jednak, że ocena części przedłożonej dokumentacji będzie możliwa po dostarczeniu przez inwestora szczegółowych danych. W styczniu 2024 r. opinię ogólną dotyczącą technologii NuScale otrzymał KGHM.

Opinia prezesa PAA dot. lokalizacji i ogólna opinia nie mają charakteru decyzji administracyjnej i nie są wiążące w dalszym toku postępowania. Mają jednak znaczenie procesowe, stanowiąc wskazówkę co do sposobu interpretowania przepisów. Wykorzystanie wspomnianych wyżej form dialogu regulacyjnego może pozwolić inwestorom i dostawcom technologii małych reaktorów jądrowych zainicjować bliską współpracę z dozorem jądrowym już na wczesnym etapie inwestycji. Z tego punktu widzenia ich udział w całej procedurze pre-licencyjnej pozwoli im zredukować ryzyko regulacyjne i będzie miał kluczowe znaczenie dla oczekiwanych efektów administracyjnej fazy inwestycji. Dzięki temu stosunkowo szybko będą oni mogli zdiagnozować np. potencjalne bariery techniczne związane z wdrażaniem planowanych rozwiązań i dopasować je do wymogów bezpieczeństwa jądrowego. PAA pozwoli to natomiast lepiej przygotować się do późniejszego procedowania wniosków składanych w ramach licencjonowania elektrowni³⁶.

Nie ma przesłanek, by twierdzić, że konstrukcja techniczna SMR-ów pozytywnie przełoży się na tempo procedowania wniosków przez PAA i inne organy państwa. Wynikać to będzie przede wszystkim ze wczesnego etapu rozwoju technologii, ale też ze spodziewanej kumulacji postępowań ws. jej wdrożenia. Z pewnością, pierwsze jednostki tego typu będą licencjonowane w ten sam sposób i w tym samym trybie co duże reaktory. W przyszłości, wraz ze wzrostem doświadczeń z ich stosowania i licencjonowania (również po stronie PAA), można oczekiwać sprawniejszego biegu postępowań, w tym potencjalnie weryfikacji niektórych wymagań dla SMR-ów. Wynika z tego również, że obecnie niezasadne są wnioski części inwestorów o skrócenie wiążących różne organy ustawowych terminów dotyczących projektów jądrowych. Z ich punktu widzenia mogłoby to nawet nieść pewne zagrożenia, związane np. ze wzrostem kosztów postępowania regulacyjnego, które w ujęciu proporcjonalnym do mocy reaktora mogą być istotnie większe niż w przypadku konwencjonalnych jednostek.

Z punktu widzenia celów inwestycji w SMR-y relewantne są regulacje dotyczące potencjalnej lokalizacji elektrowni jądrowych, szczególnie w pobliżu zakładów przemysłowych. Określa je tzw. rozporządzenie lokalizacyjne z 10 sierpnia 2012 r., wyznaczające zakres przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego. Poza wyżej wymienionymi elementami, ocenić należy m.in. wpływ zdarzeń zewnętrznych będących skutkiem działalności człowieka, w tym lokalną charakterystykę infrastruktury transportowej, odległość od czynnych i planowanych obiektów wojskowych, ale też potencjalne zagrożenie obiektu jądrowego ze strony zakładów i instalacji przemysłowych mogących oddziaływać na obiekt jądrowy chemicznie, biologicznie bądź mechanicznie. Chodzi w szczególności o zakłady stwarzające zagrożenie wystąpienia poważnej awarii przemysłowej w rozumieniu Prawa ochrony środowiska. Jak zostało wspomniane, wyniki z analizy w tym zakresie muszą zostać zawarte w raporcie lokalizacyjnym oraz raporcie bezpieczeństwa.

Dodatkowe wymogi co do lokalizacji wynikają z Prawa atomowego. W art. 36f zawarto wymóg, by wokół obiektu jądrowego utworzony został obszar ograniczonego użytkowania. Wyznacza się go w taki sposób, by poza tym obszarem roczna dawka promieniowania otrzymywana przez osoby w pobliżu elektrowni podczas jej normalnej eksploatacji i zdarzeń radiacyjnych nie przekraczała 0,3 mSv. Ustawa w art. 86l nakłada też obowiązek wyznaczenia wokół elektrowni jądrowej wewnętrznej i zewnętrznej strefy awaryjnego planowania odpowiednio wyprzedzających oraz natychmiastowych działań interwencyjnych. Wielkość stref określa się na podstawie zidentyfikowanych w raporcie bezpieczeństwa wyników analiz bezpieczeństwa potencjalnych skutków sytuacji awaryjnych. Należy podkreślić, że strefę wewnętrzną wyznacza się wyłącznie wokół obiektów klasyfikujących się do tzw. I kategorii zagrożeń, która obejmuje m.in. obiekty jądrowe o mocy cieplnej powyżej 100 MW.

Wszystko wskazuje, że do I kategorii zagrożeń zaliczać się będzie większość rozwijanych obecnie projektów SMR, mimo że moc elektryczna ich poszczególnych modułów będzie niekiedy mniejsza. Możliwe jednak, że dzięki niej będą one stwarzać mniejsze zagrożenie radiologiczne niż konwencjonalne reaktory, np. z uwagi na mniejsze zużycie paliwa jądrowego (choć nie można wykluczyć, że będzie odwrotnie w razie budowy w tej samej lokalizacji kilku SMR-ów). To zaś potencjalnie może przełożyć się na możliwość wyznaczenia wokół SMR-ów mniejszego niż zwykle obszaru ograniczonego użytkowania oraz strefy awaryjnego planowania³⁷.

Zalecenia prezesa PAA uregulowane art. 110 pkt. 3 Prawa atomowego mają przede wszystkim charakter wskazówek. Dotyczyć mogą sposobu postępowania regulatora w kwestiach związanych z bezpieczeństwem jądrowym i ochroną radiologiczną. Także i one nie są wiążące, ale stanowią potencjalnie użyteczne narzędzie dialogu inwestora z dozorem jądrowym. Stosowanie go może istotnie zwiększyć prawdopodobieństwo pozytywnego załatwienia danej sprawy przez PAA. Zasady wydawania zaleceń reguluje dokument publicznie dostępny na stronie urzędu³⁸.

W debacie dotyczącej SMR-ów często podnoszony jest postulat uproszczenia procesu ich licencjonowania. OSGE proponowało przynajmniej częściowe uznawanie w Polsce decyzji organów regulacyjnych z państw trzecich w zakresie zatwierdzania projektu reaktora³⁹. Zwolennicy takiego rozwiązania argumentują, że skróciłyby to proces regulacyjny i zredukowały ryzyko inwestycyjne, a podobne mechanizmy obowiązują już w innych branżach. Przeciwnicy są zdania, że pozbawiłoby to polski dozór jądrowy prawa do własnej oceny danej technologii i jej założeń oraz wpłynęło na zakres społecznej kontroli nad realizacją inwestycji jądrowej. Co więcej, utrudniłoby to PAA budowę własnych kompetencji w tym zakresie i zwiększyło ryzyko niezgodności zatwierdzonego projektu z polskimi regulacjami i normami. Z tego powodu rząd konsekwentnie sprzeciwiał się wprowadzeniu rozwiązań w powyższym zakresie.

Rozwiązaniem pośrednim jest ustanowienie uproszczonego trybu oceny technologii, bazującego jedynie na potwierdzeniu przez dozór jądrowy decyzji jego odpowiednika z innego państwa (tzw. walidacja). Również takiej możliwości nie przewidują obowiązujące w Polsce przepisy. Nie można jednak wykluczyć, że w przyszłości coraz bardziej powszechną i dobrą praktyką z punktu widzenia rozwoju nowych technologii jądrowych będzie współpraca dozorów jądrowych z różnych państw przy jej ocenie i weryfikacji pod kątem spełnienia ustandaryzowanych wymogów⁴⁰.



UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE



Inwestycje w SMR-y to szereg korzyści środowiskowych. W tym aspekcie nie wskazuje się istotnych wad związanych z realizacją projektów małego atomu – tego typu obiekty przyczyniają się do ochrony klimatu i dekarbonizacji energetyki. Elektrownie jądrowe pokrywają ok. 11 proc. światowego zapotrzebowania na prąd, nie emitują CO₂ ani innych szkodliwych substancji (np. związków siarki, azotu, pyłów) i mają bardzo mały wkład w ogólną dawkę promieniowania otrzymywaną przez człowieka. W skali roku wynosi ona 0,001 mSv, podczas gdy promieniowanie naturalne tła to średnio 2,4 mSv/rok, a generowane przy zabiegach medycznych to 0,86 mSv. Na przestrzeni dekad, spośród wszystkich gałęzi przemysłu, energetyka jądrowa notuje zdecydowanie największe postępy w zakresie redukcji emisji do otoczenia produktów rozszczepienia, np. jodu, aerozoli czy gazów szlachetnych. Sprawia to, że działanie elektrowni jądrowych nie ma negatywnego wpływu na życie okolicznych mieszkańców.

Określenie charakteru i zakresu oddziaływań SMR-ów na środowisko naturalne będzie jednym z najważniejszych zadań stojących przed inwestorami. Wnioski z analiz inwestorzy będą musieli uwzględnić w raporcie o oddziaływaniu swojego przedsięwzięcia na środowisko. Jego sporządzenie, poddanie konsultacjom krajowym i transgranicznym oraz zatwierdzenie jest jednym z kluczowych i najtrudniejszych do spełnienia warunków sfinalizowania procesu licencjonowania technologii jądrowej. Sporządzenie raportu wymaga przeprowadzenia kilkudziesięciu różnych badań, które swoim zakresem nie różnią się od inwestycji w tradycyjne jednostki. Nie można jednak wykluczyć, że w dalszej przyszłości będzie on mógł być ograniczony, np. w razie udowodnienia mniejszych oddziaływań SMR-ów.

Budowa SMR-ów zapewne nie będzie się istotnie różnić od budowy innych obiektów przemysłowych, w tym elektrowni cieplnych. Możliwe jednak, że będzie krótsza, co skróci czas związanych z tym oddziaływań na otoczenie. Ze względu na brak paliwa jądrowego na placu budowy nie będzie też ona generować żadnych zagrożeń specyficznych, a jedynie typowe dla dużych inwestycji uciążliwości, takie jak hałas, emisje pyłów czy zajęcie terenu⁴¹.

W czasie eksploatacji konwencjonalne reaktory jądrowe uwalniają nadmiar energii cieplnej do atmosfery lub zbiornika wodnego. Ma to swoje negatywne konsekwencje krajobrazowe, a w drugim przypadku także związane z wpływem termicznym na dany akwen, zwłaszcza śródlądowy, pojawia się bowiem potencjalne ryzyko znacznego podgrzania wody na dużym obszarze. Producenci SMR-ów deklarują, że ich zaletą, dzięki mniejszej mocy, będą proporcjonalnie mniejsze potrzeby co do ilości wody chłodzącej, którą będą mogły zapewnić lokalne rzeki lub – w sytuacjach awaryjnych – specjalne zbiorniki, w których zanurzony będzie reaktor. To zaś ma pozwalać na lokowanie SMR-ów w głębi lądu i zmniejszyć ich wpływ na ekosystemy i cykle życiowe organizmów. Podobnie systemy chłodzenia będą bazować na niewymuszonej naturalnej cyrkulacji chłodziwa⁴². Jednocześnie wiele wskazuje, że SMR-y nie będą zajmować istotnie mniejszej przestrzeni niż tradycyjne jednostki, co może oznaczać podobny w skali wpływ na lokalną florę i faunę oraz zmiany krajobrazowe terenu.

Funkcjonowanie SMR-ów nie będzie powodować emisji CO₂, ale mogą być one generowane w trakcie budowy infrastruktury towarzyszącej oraz produkcji paliwa jądrowego. Podobnie jak w przypadku dużych reaktorów, paliwo nie będzie produkowane w Polsce. Jego zakup będzie zwiększał ślad węglowy polskich spółek, nie będzie miał istotnego przełożenia na uwarunkowania inwestycji w małe reaktory.

Kluczową kwestią są odpady jądrowe. Z zapewnień producentów wynika, że w SMR-ach cykl paliwowy będzie wynosił od trzech do siedmiu lat, podczas gdy w konwencjonalnej elektrowni to 1-2 lata⁴³. W przypadku dużych i małych konstrukcji III generacji ich długość może być podobna, ale wydłuży się zapewne dla jednostek IV generacji. Należy podkreślić, że zagospodarowanie wypalonego paliwa jądrowego nie wiąże się z żadnymi specyficznymi oddziaływaniami na otoczenie. Po wyładowaniu z rdzenia będzie ono zabezpieczone i przez kilka lat (zapewne około ośmiu) składowane w specjalnym basenie na terenie obiektu. Po tym czasie na kolejne kilkadziesiąt lat trafi do specjalnych przechowalników typu suchego. Niezależnie od wielkości elektrowni, w Polsce nie jest planowane przechowywanie paliwa jądrowego poza elektrownią. Dopiero w dalekiej przyszłości ma zostać uruchomione składowisko średnioaktywne oraz ostateczne, głębinowe składowisko dla wypalonego paliwa⁴⁴.

Producenci deklarują, że SMR-y będą uzyskiwać ze spalania paliwa jądrowego większą ilość energii niż tradycyjne reaktory. Nie brak też głosów, że będą generować mniejszą ilość odpadów radioaktywnych. Kontrastuje to z dorobkiem naukowym, z którego wynika, że małe reaktory III generacji będą wytwarzać podobną lub nawet większą ilość odpadów na jednostkę wytworzonej energii niż konwencjonalne reaktory (większe korzyści mogą przynieść jednostki IV generacji). Naukowcy z uniwersytetów Stanforda oraz British Columbia wykazali, że w przypadku małych reaktorów chłodzonych wodą, stopioną solą oraz sodem może być ich od dwóch do 30 razy więcej w porównaniu z istniejącymi reaktorami lekkowodnymi o mocy 1,1 GW. Zdaniem naukowców istnieje też ryzyko, że odpady radioaktywne z SMR-ów będą miały znacznie większą objętość i aktywność fizyczno-chemiczną. Wynikać by to miało m.in. z wyższego stężenia nuklidów rozszczepialnych w paliwie jądrowym oraz z typowego dla reaktorów jądrowych zjawiska ucieczki neutronów z rdzenia, które zwykle ograniczyć ma stosowanie reflektorów. Ze względu na mniejsze rozmiary SMR-ów zjawisko to może być w nich większe niż w tradycyjnych jednostkach, co negatywnie wpłynie na ilość i skład ubocznych materiałów radioaktywnych⁴⁵.

Dodatkowym wyzwaniem związanym z zagospodarowaniem odpadów z SMR-ów ma być większa o nawet 50 proc. (w przeliczeniu na jednostkę uzyskanej energii) radiotoksyczność plutonu w wypalonym paliwie po upływie 10 tys. lat. W efekcie SMR-y mogą mieć większy negatywny wpływ na środowisko, którego zredukowanie będzie wymagać szeregu zmian w procesie unieszkodliwiania odpadów. To zaś może utrudnić wybór ich docelowego składowiska. W efekcie zagospodarowanie, unieszkodliwienie i składowanie odpadów będzie znacznie trudniejsze oraz droższe i może się wiązać ze wzrostem kosztów eksploatacji technologii małych reaktorów⁴⁶.

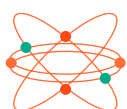
UWARUNKOWANIA SPOŁECZNE



Polskie społeczeństwo jest przychylne budowie elektrowni jądrowych. Kolejne badania wskazują, że budowę elektrowni jądrowej popiera niemal 90 proc. społeczeństwa⁴⁷, a liczba zwolenników rośnie szybko – w 2021 r. odsetek ten wynosił 74 proc. Wzrost poparcia dla atomu wynika głównie z sytuacji geopolitycznej, kryzysu energetycznego i zagrożeń płynących z agresji Rosji na Ukrainę. Na pozytywny odbiór energetyki jądrowej wpływają też działania promocyjne i informacyjne rządu oraz inwestorów oraz postępy w budowie elektrowni w gminie Choczewo. W przeciwieństwie do wielu innych projektów gospodarczych (np. budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego) budowa reaktorów nie jest postrzegana jako przedsięwzięcie o stricte politycznym charakterze, ani kojarzona tylko z częścią sceny politycznej.

Poparcie dla SMR-ów kontrastuje z poparciem dla atomu w ogóle. Z powyższego wynika, że aprobatę Polaków dla powstania elektrowni jądrowych może cechować duża niestabilność i zmienność w zależności od aktualnych uwarunkowań geopolitycznych, międzynarodowych czy rynkowych. Z opublikowanego w lutym 2024 r. badania pracowni PBS wynika, że budowę elektrowni jądrowej w swojej okolicy byłaby skłonna poprzeć nieco ponad połowa badanych Polaków (54 proc.). 44 proc. respondentów chciałoby, by w ich sąsiedztwie powstały małe reaktory, a 43 proc. wskazało je jako dobre rozwiązanie dla Polski. Poparcie dla SMR-ów w najbliższym sąsiedztwie jest jednak znacznie niższe niż dla konwencjonalnej elektrowni jądrowej, farmy wiatrowej (72 proc.) i farmy fotowoltaicznej (80 proc.). Co więcej, jedna piąta badanych przyznała, że nie wie, czym są SMR-y. Z badania IBRIS przeprowadzonego w 2023 r. na zlecenie Orłenu wynikało, że odsetek tych ostatnich jest około dwukrotnie większy. 56 proc. respondentów zgodziłoby się na budowę SMR-a w okolicy, jeżeli obniżyłoby to ich rachunki za energię. Najbardziej przychylni małym elektrowniom jądrowym są mieszkańcy Stalowej Woli i Tarnobrzegu, z których aż 65 proc. zgodziłoby się wówczas na budowę SMR-a w swoim sąsiedztwie. Kolejni byli mieszkańcy Włocławka (62 proc.), Krakowa (60 proc.), Oświęcimia (59 proc.), Warszawy oraz Dąbrowy Górniczej (po 58 proc.) i Ostrołęki (52 proc.)⁴⁸.

Duża część inwestorów w małe reaktory korzysta z ogólnej aprobaty dla atomu w Polsce, ale wyzwaniem jest zdobycie poparcia na poziomie lokalnym. Działania w tym zakresie dotąd często były pomijane, a wiele spółek koncentrowało się na marketingu i przekonywaniu, że SMR-y są rozwiązaniem prostym, szybkim i tanim. W efekcie część opinii publicznej zaczęła podawać w wątpliwość sens inwestycji w duży atom, obawiając się kosztów, stopnia skomplikowania czy długiego okresu realizacji.



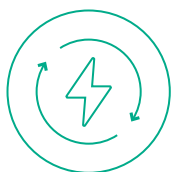
Styl komunikacji firm zainteresowanych rozwojem SMR-ów (bazujący głównie na środkach masowego przekazu) negatywnie wpłynął na wiarygodność całej branży jądrowej. A jest ona niezbędna podczas budowy łańcuchów dostaw towarów i usług, pozyskiwania finansowania, prowadzenia procesu licencjonowania reaktorów, a także budowy i utrzymania społecznego oraz politycznego poparcia dla ich budowy i eksploatacji.

PERSPEKTYWY TECHNOLOGICZNE

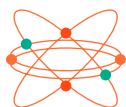
Praktycznie w każdym sektorze gospodarki wdrażanie nowych technologii wiąże się z dużym ryzykiem. Wciąż nie wiadomo, które z rozwijanych projektów SMR-ów doczekają się realizacji i wdrożenia na skalę komercyjną. Powodzenie poszczególnych technologii małych reaktorów zależeć będzie m.in. od:

- **MOŻLIWOŚCI ZAPEWNIENIA FINANSOWANIA INWESTYCJI;**
- **ZDOLNOŚCI BUDOWY ZAPLECZA PROJEKTOWEGO I BUDOWY ŁAŃCUCHÓW DOSTAW;**
- **DOŚWIADCZENIA DOSTAWCY TECHNOLOGII ORAZ INWESTORA;**
- **ZDOLNOŚCI ZBIERANIA ZAMÓWIEŃ RYNKU NA JEDNOSTKI;**
- **WSPARCIA POLITYCZNEGO.**

W uprzywilejowanej pozycji są więc firmy od lat obecne w sektorze i projektujące reaktory będące w komercyjnym użyciu, gdyż blisko współpracują z dostawcami niezbędnych towarów i usług, a także mają doświadczenie we wdrażaniu projektów jądrowych oraz zaufanie rządów i instytucji finansowych.



Atrakcyjność SMR-ów w procesie dekarbonizacji polskiej energetyki osłabia wczesny etap rozwoju technologii. Wdrożenie jej w Polsce najpewniej nie nastąpi przed 2030 r., a prędeziej w drugiej połowie lat 30. Zależać to będzie m.in. od dynamiki procesów licencyjnych projektów w USA, Kanadzie, we Francji czy Wielkiej Brytanii. Wiele firm może więc postawić na inne źródła produkcji prądu. Chodzi głównie o technologie już dostępne lub których szybkie, sprawne i efektywne kosztowo wdrożenie ma znacznie większe szanse powodzenia. Może to osłabiać popyt na SMR-y, a potencjalni klienci mogą szukać konkurencyjnych technologii: dużych elektrowni jądrowych, morskich farm wiatrowych czy lądowych OZE. Ich budowa trwa znacznie krócej, a rynek już dziś rozwija się dynamicznie, więc OZE szybciej zaspokoją najpilniejsze potrzeby przemysłu i energetyki. W tej sytuacji realny popyt na małe reaktory może być mniejszy niż zakładają inwestorzy, a o ich ostatecznym wyborze decydować będą głównie czynniki ekonomiczne.



Fundamentalnym zagrożeniem dla budowy małych reaktorów jądrowych w Polsce może być niskie zainteresowanie potencjalnych odbiorców produkowanym w nich prądem i ciepłem.

Nie ma gwarancji, że wszystkie SMR-y będą zgodne z wymogami i możliwościami KSE oraz systemów ciepłowniczych. Wybór miejsca budowy małego reaktora jądrowego będzie każdorazowo uzależniony od możliwości zapewnienia mu współpracy z systemem elektroenergetycznym. Wprawdzie możliwe, że część z nich będzie linią bezpośrednią dostarczać prąd danemu zakładowi przemysłowemu, ale – szczególnie w przypadku większych jednostek – mało prawdopodobne jest, by pracowały w reżimie wyspowym. Oznacza to, że przy wyborze miejsca inwestycji trzeba wziąć pod uwagę lokalne parametry sieci, rozmieszczenie innych źródeł energii i odbiorców czy możliwość budowy linii przesyłowych oraz zapotrzebowania KSE na moc. Może to być istotnym utrudnieniem w planowaniu rozmieszczenia małych reaktorów, podobnie jak to ma miejsce w przypadku lądowych źródeł OZE.

W odniesieniu do wykorzystania SMR-ów w sektorze ciepłowniczym kluczowe wątpliwości dotyczą technicznych ograniczeń związanych z ilością możliwej do pobrania pary z obiegu wtórnego reaktora. Wymuszą one zapewne projektowanie specjalnych wersji reaktorów. Z uwagi na efekt skali i wynikającą z niego potrzebę pełnego wykorzystania możliwości SMR-ów może to potęgować niepewność co do ekonomicznej opłacalności inwestycji w tego typu jednostki.

Proces licencjonowania będzie przebiegał sprawnie, jeśli zostaną wyjaśnione wątpliwości dotyczące wpływu środowiskowego SMR-ów, związanego z wykorzystaniem paliwa jądrowego. W stanowisku z lutego 2024 r. brytyjska Committee on Radioactive Waste Management (CoRWM) podniosła, że kwestia gospodarowania zużytym paliwem i odpadami radioaktywnymi była bagatelizowana i ignorowana przez producentów jednostek. W efekcie wciąż istnieją duże wątpliwości co do ich rodzaju, składu i ilości, a także sposobu postępowania z nimi na większą skalę. Według CoRWM, rodzi to ryzyko błędnego określenia faktycznego wpływu SMR-ów na środowisko i niedokładnej oceny ekonomicznych aspektów eksploatacji technologii, a także zwiększa ryzyko niedopracowania projektów⁴⁹.

PERSPEKTYWY EKONOMICZNE

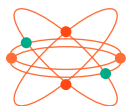


Standaryzacja i modularyzacja to odpowiedź na niepewność kosztów budowy i eksploatacji SMR-ów. Będzie to możliwe tylko jeśli na co najmniej kilku europejskich rynkach z odpowiednio dużym powodzeniem oferowany będzie taki sam projekt małego reaktora. Co więcej, wówczas dużo większa odpowiedzialność za jakość poszczególnych elementów obiektu spoczywać będzie na dostawcach modułów. To z kolei rodzi potrzebę ich zidentyfikowania i włączenia do łańcuchów dostaw oraz „zachęcenia” do wzięcia tejże odpowiedzialności na siebie i przedsięwzięcia niezbędnych inwestycji.

Inwestorzy będą musieli zmierzyć się z ryzykiem niedotrzymania harmonogramu rozwoju projektu oraz budżetu. Istotne będzie też ryzyko wzrostu kosztów zakupu technologii. Tych trzech ryzyk z założenia nie mitygują kontrakty różnicowe, które po wdrożeniu przez Polskę reformy unijnego rynku energii elektrycznej (*Electricity Market Design* – EMD) z 2023 r. staną się podstawowym narzędziem pomocy publicznej dla inwestycji w nisko- i zeroemisyjne źródła wytwórcze, w tym elektrownie jądrowe.

W przypadku projektów jądrowych częste jest nawet dwukrotne przekroczenie pierwotnych założeń w zakresie harmonogramu i budżetu. W ostatnich latach wynikało to m.in. z małej liczby projektów (i bardzo dużej konkurencji o ich pozyskanie, np. Areva-EDF), a więc i braku możliwości ich replikacji. Efektem była utrata kompetencji przez wielu dostawców reaktorów i wykonawców z branży jądrowej, na którą nałożył się wzrost skomplikowania ich konstrukcji po pojawieniu się jednostek III generacji i jednoczesny wzrost wymogów dotyczących środowiska pracy.

Nie ma jeszcze doświadczeń z wdrażania SMR-ów, ale nie można wykluczyć, że pierwsze projekty napotkają na podobne problemy. Tymczasem przekroczenie budżetu projektu – szczególnie typu FOAK – może stanowić dla niego zagrożenie egzystencjalne. Wynika to z konieczności znalezienia dodatkowych funduszy na realizację. To zaś rodzi wyzwanie odpowiedniego rozłożenia ciężaru finansowania między inwestora i dostawcę technologii (którzy na taką ewentualność powinni dysponować zapasem własnego kapitału) a instytucjami finansowymi (np. bankami i agencjami kredytów eksportowych) oraz państwem. To ostatnie będzie musiało wspierać inwestycje w SMR-y udzielając gwarancji na kapitał dłużny, czy też wypłacając pomoc publiczną inwestorowi. W razie ziszczenia się owych ryzyk inwestora czeka co najmniej niższy niż pierwotnie zakładał zwrot z kapitału zaangażowanego w przedsięwzięcie jądrowe, a w pesymistycznym scenariuszu – wstrzymanie inwestycji, np. z powodu niemożności wyłożenia dodatkowego kapitału.



Inwestorzy w mały atom stoją przed koniecznością przeprowadzenia szczegółowej analizy ekonomicznych ryzyk projektu. Wnioski będą mieć kluczowe znaczenie dla instytucji finansowych, które wsparcie dla projektu uzależnią od ustanowienia dodatkowych zabezpieczeń, np. w postaci hojniejszych gwarancji skarbu państwa na spłatę zobowiązań inwestora. Konieczne będzie też zapewnienie „bankowalności” inwestycji, m.in. poprzez wybór doświadczonego i znającego lokalne warunki dostawcy technologii oraz sprawdzonego projektu.

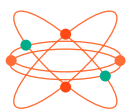
Nie ma pewności, czy SMR-y będą mieć gwarancję sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. Wprawdzie w kontraktach różnicowych często stosuje się gwarancje typu *offtake* (regulujące odpowiednie wolumeny jego dostaw), ale KE jest im w przypadku projektów jądrowych niechętna. Przykładem jest zatwierdzony w kwietniu 2024 r. system wsparcia dla budowy bloku o mocy 1200 MW w czeskiej elektrowni Dukovany – zgodnie z decyzją KE, co najmniej 70 proc. wyprodukowanego w nim prądu będzie musiało być sprzedawane na rynku hurtowym, a nie w ramach umowy PPA. To potęguje wyzwania związane chociażby z pierwszeństwem OZE w dostępie do sieci elektroenergetycznej.

Niepewny jest poziom wsparcia w ramach CfD dla małych reaktorów. Kontrakt ma zapewnić, że inwestycja nie będzie generować nadmiernego zwrotu z zaangażowanego w nią kapitału. Oznacza to, że będzie pokrywać jedynie lukę finansową projektu – w tym celu stosuje się często tzw. klauzule typu *claw-back*, zakładające że ewentualne dodatkowe przychody elektrowni będą dzielone między jej operatora i skarbu państwa. Wobec nieznanymi kosztów budowy i eksploatacji

SMR-ów określenie *strike price* na obecnym etapie jest poważnie utrudnione. W efekcie zawarcie kontraktów różnicowych będzie zapewne możliwe dopiero na dużo dalszym etapie, co zwiększy niepewność co do opłacalności inwestycji w mały atom. Nawet wówczas, pionierzy technologii SMR będą tworzyć modele finansowe przy braku sprawdzonych i precyzyjnych wzorców. Co więcej, kontrakty różnicowe – z korzyścią dla odbiorców prądu – kosztami budowy elektrowni obciążają inwestora, dostawców technologii oraz banki i inne instytucje finansujące projekt.

Podstawową zaletą kontraktów różnicowych jest mitygowanie ryzyka wahań cen energii elektrycznej w bardzo długim okresie. W przypadku projektów jądrowych wynosi on nawet ok. 35-40 lat. Co więcej, takie umowy uodporniają inwestorów na szereg ryzyk natury makroekonomicznej. Ich forsowanie przez unijne regulacje stwarza zatem przed inwestorami w SMR-y szereg dogodnych perspektyw, ale i wyzwań związanych z brakiem swobody co do wyboru innych modeli finansowych inwestycji. Możliwe, że z uwagi na docelowy charakter pracy i przeznaczenie SMR-ów, bardziej atrakcyjne byłyby w ich przypadku modele spółdzielcze, obliczone na zagwarantowanie finansowania inwestycji na etapie jej realizacji oraz rentowność elektrowni po uruchomieniu. Ze względu na specyfikę małych reaktorów bardzo perspektywiczne dla nich są też umowy PPA czy nawet produkcja na potrzeby własne zakładów przemysłowych.

By pozyskać finansowanie z rynku, inwestor będzie musiał zaplanować strukturę przychodów elektrowni. Udział instytucji publicznych da projektom bazę finansową, co uwiarygodni je przed bankami i innymi komercyjnymi instytucjami finansowymi, takimi jak fundusze inwestycyjne, ubezpieczeniowe i emerytalne. Kluczowym kryterium ich decyzji o wejściu w dany projekt, oprócz jego wiarygodności, będzie jego model biznesowy, czyli prognoza strumienia przychodów elektrowni po jej uruchomieniu. Istotnym i potencjalnie problematycznym warunkowaniem modeli będą realia unijnego rynku energii, który przyznaje priorytet w dostępie do sieci źródłom OZE. Oznacza to, że elektrownie jądrowe, także małe, będą musiały dostosowywać swoją pracę na potrzeby systemu do generacji ze słońca i wiatru, służąc jako jej uzupełnienie. W modelu biznesowym ograniczonym do sprzedaży energii elektrycznej do sieci rzadko mogłyby więc wykorzystywać pełną moc, co ograniczałoby ich rentowność. Aby pozyskać finansowanie od banków, inwestorzy w małe reaktory będą zatem musieli dywersyfikować źródła przychodów, by elektrownia mogła wykorzystywać energię, na którą nie znajdzie popytu w sieci, np. do produkcji ciepła, wodoru czy pary technologicznej. Innymi słowy, instytucje finansowe będą sprawdzać, czy inwestor ma plan na to, jak umożliwić SMR-om możliwie nieprzerwaną pracę z jak najwyższą mocą.



Wysokie ryzyko inwestycyjne projektów jądrowych, w szczególności niesprawdzonych SMR-ów, wymusi na prywatnym sektorze finansowym dużą ostrożność i skrupulatność w ocenie przedsięwzięcia. Może to wydłużyć negocjacje inwestorów z dostawcami kapitału i skłonić tych ostatnich do narzucenia wysokich marż.

PERSPEKTYWY PRAWNE



W długim horyzoncie do inwestycji w SMR-y mogą zachęcać europejskie i polskie regulacje. Impuls do przyspieszenia inwestycji dekarbonizujących gospodarkę da implementacja flagowego pakietu klimatycznego Fit for 55. W latach 2024-2035 w ramach unijnej polityki klimatycznej Polska przyjmie m.in. bardziej ambitne cele udziału OZE w końcowym zużyciu energii, wygasi rejestracje nowych samochodów spalinowych i obejmie sektor paliw dla transportu i budynków nowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (tzw. ETS 2). Działania te przyspieszą elektryfikację gospodarki i w efekcie zwiększą zapotrzebowanie na energię elektryczną. Zarazem wymuszą inwestycje w bezemisyjne źródła wytwórcze, w tym w małe reaktory jądrowe. Polska będzie też związana rozporządzeniem o przemyśle neutralnym emisyjnie (Net Zero Industry Act), które przewiduje zwiększenie zdolności produkcyjnych w zakresie technologii przyjaznych dekarbonizacji. Przy wsparciu UE inwestorzy będą mogli korzystać m.in. z uproszczonych procedur uzyskiwania pozwoleń na budowę fabryk, kształcić kadry w nowej akademii przemysłu neutralnego emisyjnie czy tworzyć piaskownice regulacyjne, czyli obszary testowania innowacyjnych technologii.

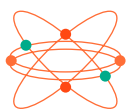
TABELA 2. DOKUMENTY UNIJNE PRZYJĘTE W 2023 R. ODNOSZĄCE SIĘ DO SMR-ÓW

DOKUMENT	WPŁYW NA ROZWÓJ SMR-ÓW	SYGNATURA
Akt w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie (Net Zero Industry Act)	SMR-y są wymienione wśród technologii net zero, dzięki czemu inwestycje w ich produkcję mogą korzystać z przyspieszonych procedur administracyjnych.	COM (2023) 161
Reforma rynku energii elektrycznej (rozporządzenia i dyrektywy EMD i rozporządzenia REMIT)	Reforma zakłada, że podstawowym narzędziem wsparcia budowy nowych małych (ale i dużych) reaktorów jądrowych będzie kontrakt różnicowy.	2023/0077/COD
Raport PE o małych reaktorach modułowych	Wzywa KE m.in. do harmonizacji procedur licencjonowania SMR-ów i poprawy ich dostępu do finansowania w ramach odrębnej strategii przemysłowej dla małego atomu.	2023/2109(INI)
Komunikat KE o celu klimatycznym na 2040 r.	Ogłoszenie sojuszu przemysłowego (SMR Industry Alliance), który ma ułatwić współpracę stron na szczeblu unijnym, wzmocnić łańcuch dostaw w UE i pomóc w kształceniu kadr. Na pierwszym spotkaniu sojuszu pod koniec maja 2024 r. utworzono osiem grup roboczych w obszarach zastosowań przemysłowych; technologii, innowacji i R&D; łańcucha dostaw; umiejętności; zaangażowania publicznego; bezpieczeństwa jądrowego; cyklu paliwowego i gospodarki odpadami; finansowania.	COM(2024) 63 final

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DZIENNIKA URZĘDOWEGO UE.

Na gruncie krajowym obowiązujące regulacje w odpowiedni sposób ważą interes inwestorów i dostawców technologii SMR-ów z interesem publicznym. Wyrażają go wymogi dotyczące bezpieczeństwa pracy planowanych reaktorów czy reguły kontroli regulacyjnej i społecznej nad procesem inwestycyjnym. Przepisy są neutralne technologicznie, spójne z regulacjami międzynarodowymi oraz adekwatne do obecnego stanu prac nad technologią małych reaktorów. W miarę postępu technologicznego zasadne może być dostosowanie krajowych regulacji, by podnieść efektywność procesu regulacyjnego i inwestycyjnego.

Przyszły kształt regulacji dotyczących atomu pozostaje niewiadomą. Rząd może zdecydować się na szeroko zakrojone zmiany, co w kwietniu 2024 r. sygnalizowała ministerka przemysłu, deklarując że „marzy jej się” nowe Prawo atomowe i prawo dotyczące inwestycji jądrowych. Inwestycje o wysokim ryzyku potrzebują stabilności regulacyjnej, dlatego taka inicjatywa może napotkać opór branży jądrowej i strategicznych partnerów zagranicznych Polski, w tym USA.



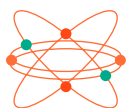
Zainicjowanie prac nad projektem fundamentalnej przebudowy polskiego prawa dotyczącego atomu mógłby zostać odebrane przez potencjalnych inwestorów, dostawców technologii SMR oraz instytucje finansowe jako ryzyko dla realizacji projektów.

Import technologii jądrowych to konieczność dostosowania ostatecznego projektu elektrowni do wymogów regulacyjnych danego kraju. Ma to duże znaczenie w przypadku inwestorów z Polski, którzy są zainteresowani rozwiązaniami tworzonymi w USA, gdzie obowiązuje odmienny system prawny, w tym sposób wyznaczania standardów, które musi spełniać reaktor. W dużym uproszczeniu, tamtejsze regulacje wpisują się w tzw. model preskryptywny (ang. *prescriptive approach*), w którym techniczne wymogi są precyzyjnie określone (np. regulują wymaganą grubość rur). Inwestor musi jedynie wykazać, że jego rozwiązania się w nie wpisują. Tymczasem w Polsce większość regulacji jest zorientowanych na cel, jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa i ochrony radiologicznej (ang. *goal setting approach*). W efekcie na inwestorze spoczywa zadanie udowodnienia (np. dodatkowymi badaniami), że z dyrektywą nie kolidują technologia i zastosowane w niej rozwiązania. To zaś rodzi ryzyko wydłużenia i zwiększenia kosztów procesu licencjonowania, przenosząc odpowiedzialność za ostateczny moment jego zakończenia na regulatora.

Poważnym wyzwaniem w przypadku importu technologii będzie też konieczność dostosowania projektu reaktora do odmiennego systemu miar. W Europie obowiązuje metryczny system SI, a w USA stosowany jest system imperialny. W przypadku zakupu amerykańskiego reaktora oznaczać to będzie potrzebę znaczących zmian w dokumentacji, co może być kosztowne i zająć wiele czasu, komplikując tym samym procedury licencyjne. To samo dotyczy technicznej kwestii częstotliwości pracy sieci, z wykorzystaniem której wyprowadzana ma być moc z SMR-ów.

Podobnie jak w przypadku dużego atomu, istotnym wyzwaniem będzie fakt, że w Polsce wynosi ona 50 Hz, podczas gdy w niektórych krajach (np. USA) jest to 60 Hz. Będzie się to z pewnością wiązać z koniecznością zmian w projekcie reaktora i/lub większych inwestycji w towarzyszącą infrastrukturę sieciową.

Inwestorzy i dostawcy technologii stosują odmienne podejście do współpracy z administracją danego kraju, w tym z dozorem jądrowym. Część z nich preferuje działania „oddolne”, polegające na stopniowym dostosowywaniu projektu reaktora do danych wymogów regulacyjnych. Zwiększa to szansę na ostateczny sukces procedury licencyjnej, ale też wydłuża jej czas i spowalnia rozwój małych reaktorów. Dlatego inne podmioty starają się przekonać administrację do swoich rozwiązań, forsując np. zmiany w procedurze licencyjnej czy zakresie wymogów, które spełnić muszą inwestycje w SMR-y. Akceptacja takiej polityki mogłaby przyspieszyć postępowania administracyjne, ale za potencjalną cenę rozbicia spójności prawa dotyczącego atomu i niedopracowania projektu reaktora. Możliwe, że takie ryzyko będzie szczególnie istotne w przypadku firm bez doświadczenia w obsłudze konwencjonalnych jednostek. Z powodów ekonomicznych mogą one mieć pokusę maksymalizacji produkcji prądu i ciepła w swoich SMR-ach za cenę obniżenia bezpieczeństwa ich pracy.



Niepewność co do tempa i prawidłowości procesu licencjonowania małych reaktorów potęguje deficyt kadrowy w PAA i innych organach administracyjnych zaangażowanych w proces inwestycyjny, takich jak GDOŚ czy UDT. Dotyczy to szczególnie specjalistów w zakresie reaktorów typu BWR.



PERSPEKTYWY SPOŁECZNE



Poparcie społeczne dla SMR-ów zależy od ogólnej aprobaty dla energetyki jądrowej. Ta może jednak maleć jeżeli flagowa inwestycja w ramach PPEJ napotka znaczne przeszkody. W fazie przygotowań do budowy dużych i małych elektrowni w debacie publicznej często uwypukla się dzielące je różnice, ale na etapie realizacji inwestycji na pierwszy plan wysuną się raczej ich podobieństwa technologiczne i proceduralne. Sprawdzianem dla poparcia dla budowy wielkoskalowych i małych reaktorów w Polsce będzie więc dalszy rozwój projektu budowy elektrowni jądrowej w Choczewie. Jeśli zmaterializują się ryzyka przekroczeń budżetu czy kolejnych opóźnień inwestycji, krytyka może wziąć górę nad głosami o roli atomu w transformacji i budowie bezpieczeństwa energetycznego. Tymczasem według ostatnich deklaracji PEJ, budowa elektrowni ma kosztować 150 mld zł, o 50 proc. więcej niż szacowano w 2022 r., a rząd już zadeklarował, że uruchomienie pierwszego reaktora nastąpi w 2035 r., a nie w 2033 r. Zagrożeniem może też być cena prądu z elektrowni w Choczewie. Jeśli rządowi nie uda się uzgodnić z KE systemu wsparcia gwarantującego odbiorcom odpowiednio tani prąd, poparcie dla projektu będzie wystawione na próbę. To zaś będzie mogło negatywnie odbić się na percepcji inwestycji w SMR-y.

Analogiczne ryzyka niosą ze sobą ewentualne niepowodzenia w rozwoju SMR-ów, w tym wzrost ich ceny i kosztów eksploatacji. Ogólna aprobata społeczna dla energetyki jądrowej jest zmienna w czasie i przestrzeni oraz w ograniczonym stopniu ma przełożenie na skalę zjawiska NIMBY, które w niektórych lokalizacjach może być znaczne i wręcz uniemożliwiać budowę reaktorów. Możliwe też, że na społeczną ocenę atomu nałoży się czynnik polityczny. Dotąd politycy zgodnie popierali mały atom, ale nie można wykluczyć, że w miarę konkretyzacji zamierzeń firm i zbliżania się terminu budowy SMR-ów, ich przychylność będzie maleć.

Co dalej z SMR-ami

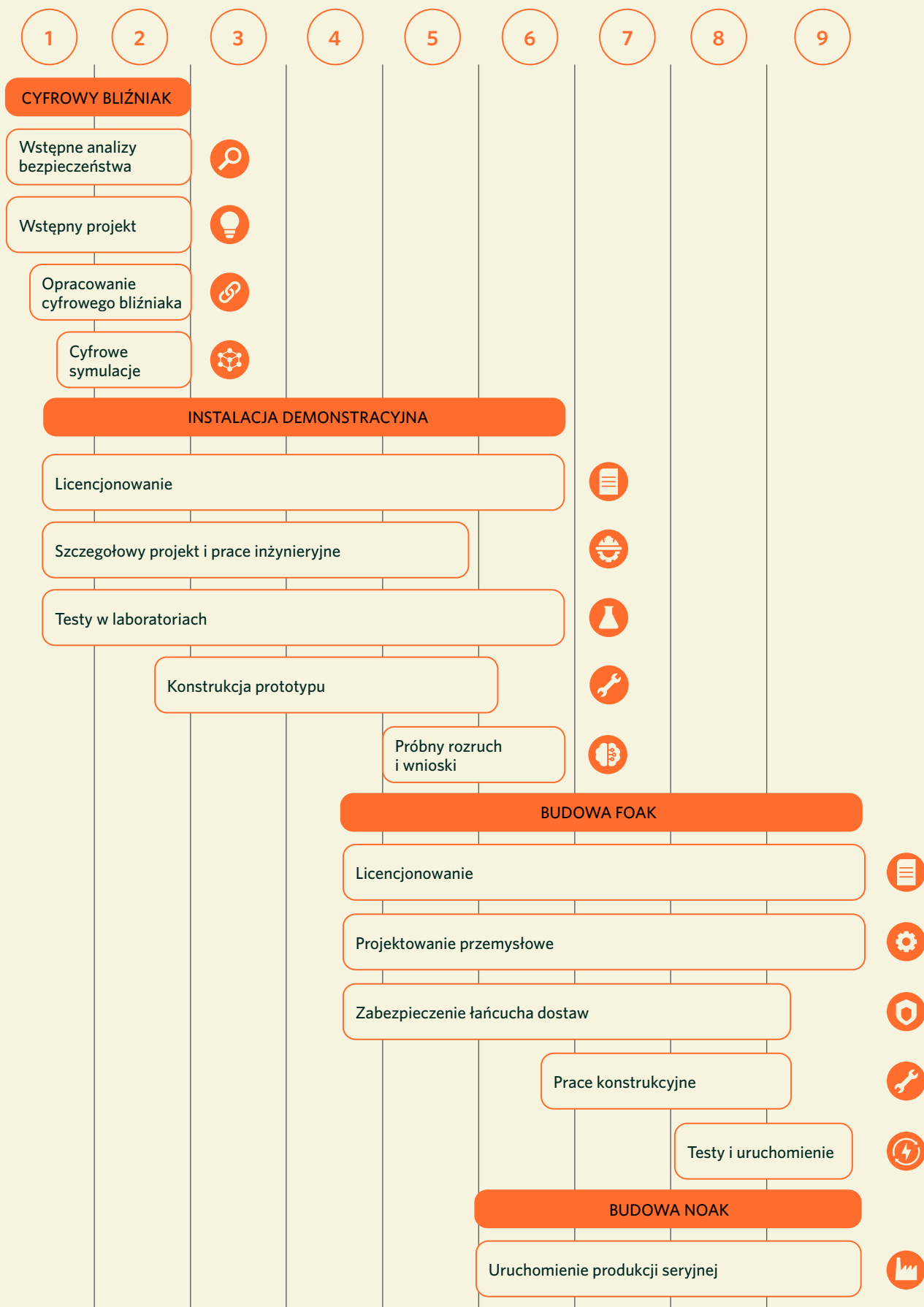
CO CZEKA MAŁE REAKTORY

Uwarunkowania i perspektywy wdrażania małych reaktorów jądrowych sprawiają, że w wątpliwość należy poddać realność zapewnień wielu dostawców technologii i inwestorów co do harmonogramu ich wdrażania. Obecnie niewiele wskazuje, by jednostki te były na szeroką skalę komercyjnie dostępne przed 2030 r. W marcu 2024 r. EY oszacował, że pierwsze demonstracyjne SMR-y zostaną oddane do użytku około 2030 r., a przyspieszenie ich wdrażania nastąpi dopiero w latach 40. Do 2050 r. na świecie ma zaś powstać 400-700 SMR-ów o łącznej mocy 60-100 GW. Z tego 50 proc. działać będzie na potrzeby przemysłu (głównie w celu produkcji wodoru, stali i aluminium), 40 proc. na potrzeby sieciowe, a zaledwie 10 proc. w ciepłownictwie. Połowa jednostek działać będzie w regionie Azji i Pacyfiku, 17 proc. w Europie, a 16 proc. w Ameryce Północnej⁵⁰.

NEA uważa, że komercjalizacja najbardziej zaawansowanych SMR-ów jest możliwa przed 2030 r., choć ich szybszy rozwój, w tym „useryjnienie” produkcji, nastąpi dopiero w przyszłej dekadzie⁵¹. Kontrastuje to z przeprowadzonym w 2023 r. badaniem delfickim Polskiego Instytutu Ekonomicznego. 58 proc. ankietowanych ekspertów uznało, że pierwszy mały reaktor w Polsce ruszy między 2036 a 2040 r., przy czym mediana odpowiedzi to 2038 r. Byłoby to o około osiem lat później niż zakładają deklaracje producentów. 25 proc. badanych uważa, że pierwszy SMR stanie w latach 2031-2035, a 11 proc., że w latach 2041-2045⁵².

W przypadku instalacji typu FOAK czas wdrażania SMR-a może wynosić ok. 9 lat. Pierwsze dwa lata to czas na prace planistyczne, w tym opracowanie wirtualnej kopii przyszłego obiektu, wstępnych analiz bezpieczeństwa, koncepcji i wstępnego projektu czy symulacji eksploatacji. Około sześć lat zająć powinny natomiast prowadzone częściowo równolegle prace nad reaktorem demonstracyjnym, w tym opracowanie jego szczegółowego projektu, testy w laboratoriach, procedury regulacyjne prototypu, budowa i rozruch. W myśl tych założeń po tym okresie pierwszy SMR w danej technologii jest gotowy do pracy i dostarczania materiałów do analizy eksploatacji. W optymistycznym scenariuszu można zakładać, że nie mniej niż kolejne około trzy lata zajmie wdrażanie pierwszych komercyjnych jednostek, w tym ich licencjonowanie, dalsze prace projektowe i inżynierskie, budowa łańcucha dostaw oraz samego reaktora i jego uruchomienie.

INFOGRAFIKA 3. HARMONOGRAM ROZWOJU PROJEKTU MAŁEGO REAKTORA JĄDROWEGO O STATUSIE FOAK I NOAK (W LATACH)



Powyższe pozwala zakładać, że w Polsce pierwsze SMR-y nie powstaną szybciej niż w pierwszej połowie lat 30., a kolejne jeszcze później. Częściowo obrazują to dotychczasowe doświadczenia z budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej w gminie Choczewo. W porównaniu do tego przedsięwzięcia, rozwój najbardziej zaawansowanego projektu wdrażania SMR-ów w Polsce (realizowanego przez OSGE) jest opóźniony o 3-7 lat, w zależności od dynamiki procesu licencjonowania, szczególnie procedur środowiskowych. Dopiero w miarę rozwoju technologii SMR i wiedzy o niej oraz uzyskania przez takie inwestycje statusu NOAK czas ich realizacji może się skrócić do ok. 4 lat, pod warunkiem zapewnienia przez dostawców technologii możliwości seryjnej produkcji reaktora i zapewnienia sprawnego procesu jego licencjonowania w Polsce. Z uwagi na czas potrzeby do przygotowania dokumentacji oraz budowy i uruchamiania elektrowni jądrowych przyjmuje się, że w przypadku SMR-ów około dwa lata trwać będą badania terenu pod inwestycję, rok zajmie przygotowanie raportu lokalizacyjnego, po dwa lata przygotowanie wstępnego raportu bezpieczeństwa i jego ocena dozorowa, rok przygotowanie terenu pod inwestycję, a ponad trzy lata wytwarzanie i dostawa komponentów przyszłej elektrowni. Do tego momentu czasowy przebieg inwestycji jest zbliżony do budowy konwencjonalnej elektrowni jądrowej.

Różnice czasowe między rozwojem dużego i małego reaktora widoczne są dopiero w procesie budowy, który według założeń wynosi odpowiednio 60 miesięcy i 24 miesiące, a realnie ponad 70 i 30 miesięcy. W obu przypadkach kolejne nawet 1,5 roku trwać może rozruch jednostki. Cały proces inwestycyjny związany z budową SMR-a to minimum osiem lat (z czego pięć zajmują działania poprzedzające budowę, a trzy sama budowa i rozruch), wobec ok. 11 lat w przypadku tradycyjnej elektrowni. W przypadku wielu SMR-ów, w przeliczeniu na 1 MW etapy te będą zatem trwać zapewne dłużej niż w przypadku budowania dużego reaktora.

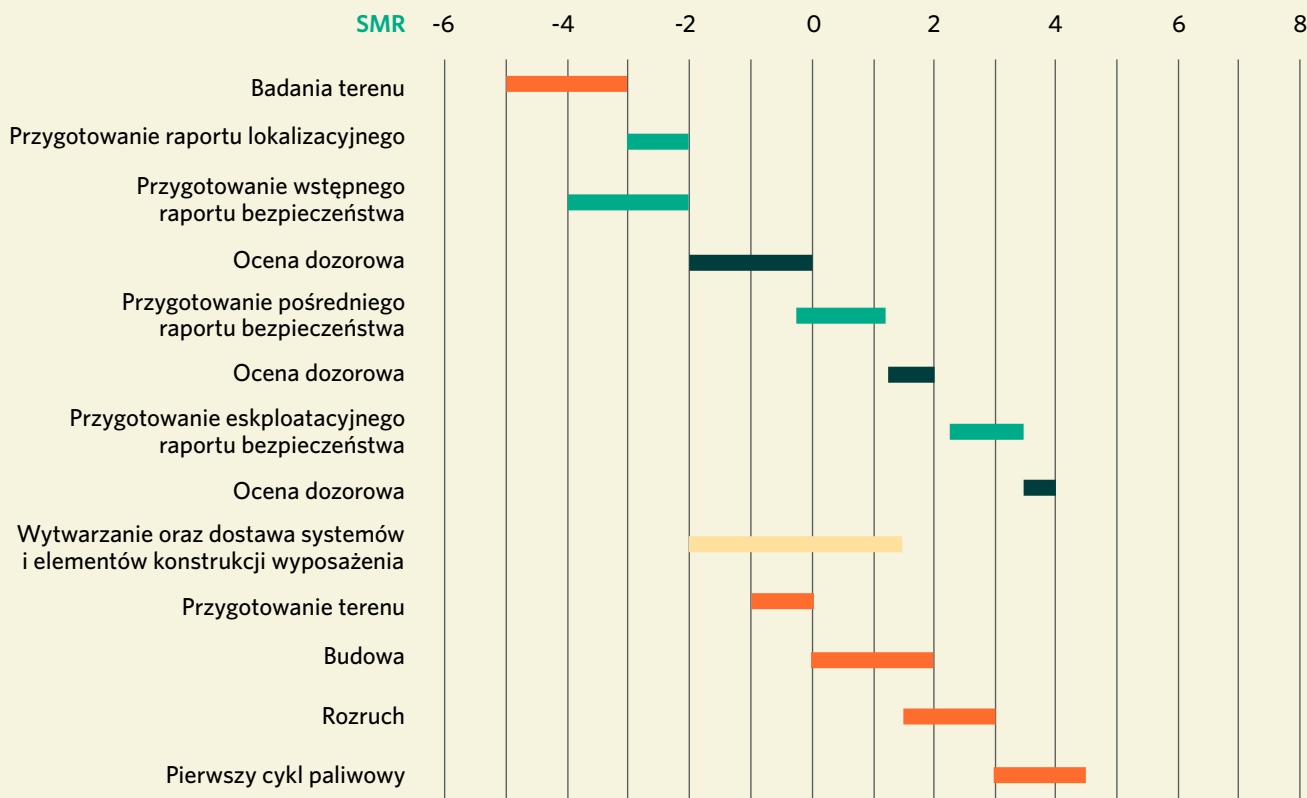
CZEGO POTRZEBUJĄ MAŁE REAKTORY

Ze strony polityków

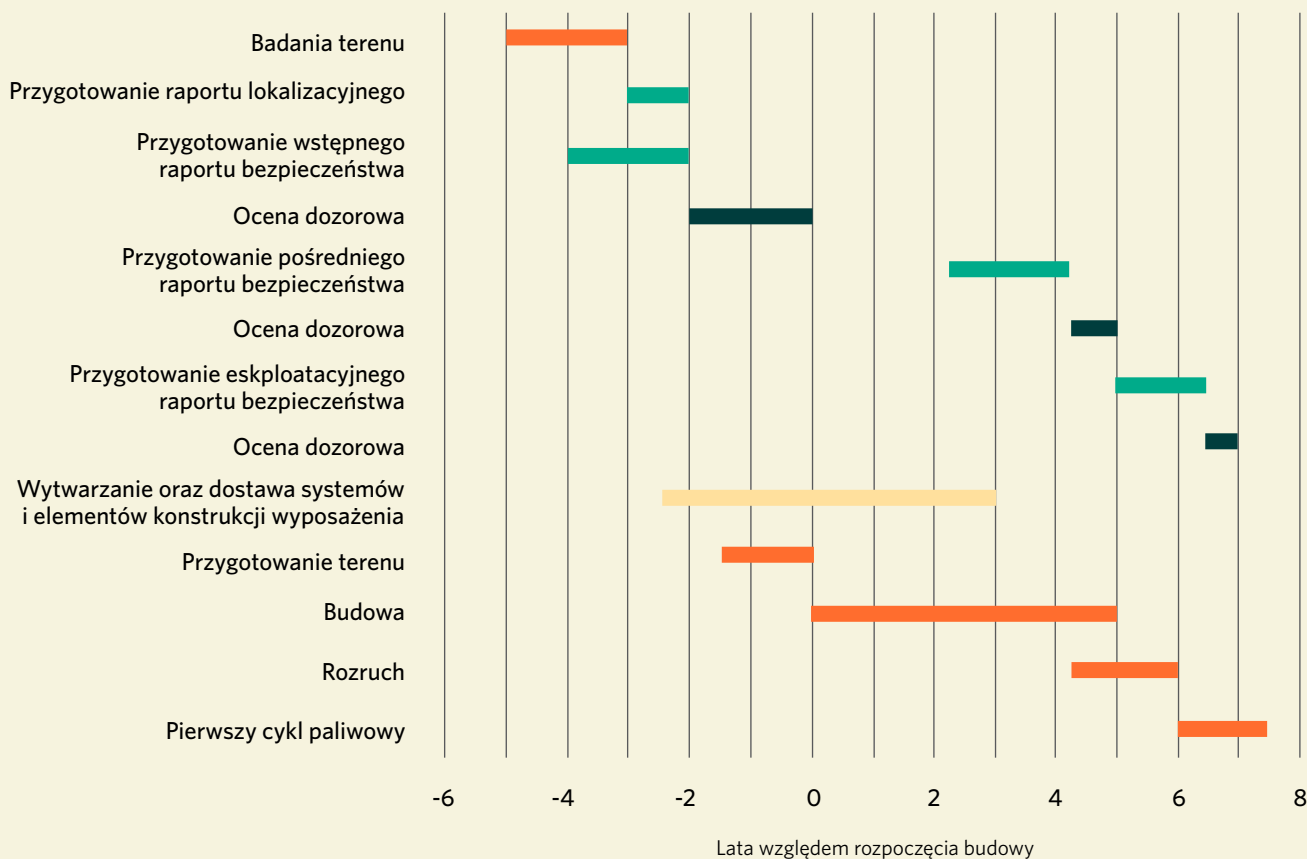
Rząd pracuje nad strategiami, które określą rolę atomu w transformacji energetycznej. MKiŚ zapowiedziało, że do końca 2024 r. zaktualizuje PEP2040 i PPEJ. Oba dokumenty będą decydujące dla rozpoznania przez rynek postawy rządu wobec małego atomu. Ich uzupełnieniem może zostać zapowiedziana przez MKiŚ strategia dojścia Polski do neutralności klimatycznej, która ma określić ramy czasowe i źródła finansowania inwestycji dekarbonizujących gospodarkę. Resort nie podał dotąd orientacyjnego terminu jej publikacji. W kontekście całościowej strategii transformacji w najbliższych latach kluczowy będzie KPEiK. W lutym 2024 r. MKiŚ przesłało KE projekt scenariusza bazowego (*with existing measures* – WEM) KPEiK, który określa trajektorię dekarbonizacji polskiej gospodarki do 2030 r., a w ograniczonym zakresie także do 2040 r., przy założeniu, że nie zostaną wdrożone żadne nowe rozwiązania przyspieszające ten proces. W porozumieniu z MP i stroną społeczną resort klimatu przygotowuje tymczasem scenariusz wysokich ambicji (*with additional measures* – WAM), czyli kluczowy element KPEiK-u, który wyznaczy ścieżkę dekarbonizacji przy założeniu wdrożenia pakietu Fit for 55. Pełny KPEiK ma trafić do konsultacji latem 2024 r.

INFOGRAFIKA 4. PORÓWNANIE TEORETYCZNEGO HARMONOGRAMU URUCHAMIANIA I EKSPLOATACJI SMR-A DO PROCESU LICENCJONOWANIA REAKTORA WIELKOSKALOWEGO

Lata względem rozpoczęcia budowy

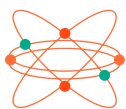


REAKTOR WIELKOSKALOWY



ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE:

M. DĄBROWSKI, LICENCJONOWANIE I WYMAGANIA BEZPIECZEŃSTWA DLA MAŁYCH REAKTORÓW MODUŁOWYCH, BEZPIECZEŃSTWO JĄDROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA NR 4/2022.

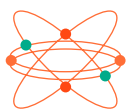


Scenariusz bazowy KPEiK nie zawiera prognozowanej mocy SMR-ów, ale zakłada podjęcie przez rząd działań na rzecz zapewnienia warunków ich wdrażania przez podmioty prywatne poprzez rozwój zasobów ludzkich i kompetencji, budowanie świadomości społecznej oraz wzmocnienie potencjału polskiego przemysłu.

Strategie mają być punktem odniesienia dla inwestorów. Ich celem jest zapoznanie rynku z oczekiwanym przez władze kierunkiem inwestycji, co w zamyśle ma ukierunkować strategie inwestycyjne państwowych i prywatnych spółek. Z perspektywy potencjalnych inwestorów kluczowa będzie nie tylko prognozowana moc zainstalowana SMR-ów w perspektywie 2035 i 2040 r., ale także zapotrzebowanie na produkowaną przez nie energię w poszczególnych sektorach, a zwłaszcza wolumen energii, jaka ma być podawana do KSE. Dla sektora ciepłowniczego kluczowa będzie natomiast strategia dla ciepłownictwa, która była przygotowywana przez rząd PiS, ale w 2022 r. utknęła na etapie konsultacji społecznych. Nowy rząd zamierza przedstawić ją do końca 2024 r.; domaga się tego branża ciepłownicza, która nie doczekała się dotąd żadnej rządowej strategii. Dokument może odpowiedzieć m.in. na pytanie, czy i na jaką skalę małe reaktory mogą produkować w przyszłości ciepło systemowe. Warto pamiętać, że strategie bazują zwykle na konserwatywnych prognozach rozwoju niskoemisyjnych technologii. Z drugiej strony, wysokie ryzyko opóźnień w budowie elektrowni jądrowych sprawia, że w obszarze strategicznych prognoz rozwoju SMR-ów deklarowane daty i moc zainstalowana mogą okazać się nadmiernie optymistyczne.

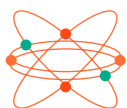
Sprawną aktualizacją strategii energetycznych będzie wymagać zaangażowania adekwatnych zasobów administracyjnych i kadrowych. To szczególnie istotne po zmianie ustawy o działach administracji rządowej (2024 r.), która z resortu klimatu do przemysłu przeniosła nadzór nad regulacjami dotyczącymi atomu. Podmiotem wiodącym w pracach nad PEP2040 pozostał resort klimatu, choć przeniesienie do MP spraw atomu, gazu i ropy, wymusza konstruktywny dialog między oboma resortami.

Prace nad dokumentami strategicznymi powinny przebiegać w atmosferze transparentnego dialogu. Niezależnie od skali ambicji nowego rządu przyjętych w PEP2040 i PPEJ, z perspektywy potencjalnych inwestorów kluczowa będzie rzetelność strategii i ich umocowanie w realiach rynku. Aby to osiągnąć, rząd powinien inicjować i stymulować szeroko zakrojony oraz pogłębiony dialog z przedstawicielami państwowych i prywatnych spółek z sektorów energetyki, ciepłownictwa i przemysłu, jak również środowisk eksperckich i naukowych. Największym wyzwaniem będzie zapewne pozyskanie poparcia związków zawodowych w sektorze energetycznym i paliwowym, zwłaszcza dla zaproponowanego przez MKiŚ tempa odchodzenia od wydobycia i spalania węgla. Realistyczne prognozy trudno będzie pogodzić z założeniami umowy społecznej z górnikami, zgodnie z którą wydobycie węgla kamiennego powinno ustać dopiero w 2049 r. Próby przyjęcia nawet umiarkowanie ambitnych celów często grzęzną w politycznych sporach ze związkowcami, których wspiera część polityków. W 2023 r. uniemożliwiło to aktualizację PEP2040, co doprowadziło do opóźnienia w przesłaniu do KE planu KPEiK.



Upolitycznienie i niepewność rozwoju nowych technologii sprawiają, że rządowe strategie często rozmiągają się w prognozach z rzeczywistością, a dekarbonizacja przebiega szybciej niż zakładano. Upolitycznieniu strategii sprzyja nierozliczanie rządu z realizacji założonych celów.

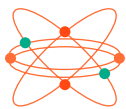
Atom potrzebuje stabilnego porozumienia ponadpartyjnego. Gwarantem zgodności projektów jądrowych z polityką państwa miała być decyzja zasadnicza, ale instrument ten nie jest odporny na spór polityczny, co pokazały kontrowersje wokół wydania decyzji zasadniczych dla projektów OSGE, pomimo negatywnej opinii szefa ABW. Potrzebę konsensusu politycznego ws. atomu pokazała też napięta atmosfera wokół projektów budowy elektrowni jądrowych w ramach PPEJ po zmianie władzy na przełomie 2023 i 2024 r. Obawy przed możliwym spowolnieniem lub zamrożeniem inwestycji w Choczewie rozwiła dopiero seria wypowiedzi polityków podnoszących ją do rangi polskiej racji stanu.



Każda zmiana rządu wiąże się z ryzykiem politycznym dla inwestycji w atom. Dotyczy to zarówno dużych, jak i małych elektrowni jądrowych. Konieczne jest konsekwentne podejście do nich kolejnych rządów i administracji, w tym spójna wizja rozwoju sektora energii w długim terminie.

Długofalowe i szerokie poparcie polityczne dla SMR-ów jest niezbędne. Prywatni inwestorzy nie będą zdolni budować SMR-ów bez pomocy państwa, a realizacja poszczególnych projektów będzie trwać dłużej niż kadencja parlamentu i może napotkać te same przeszkody co duży atom. Z uwagi na rozdrobnienie kompetencji energetycznych w obecnej administracji rządowej, w krótkiej i średniej perspektywie niezbędna będzie także konsekwentna i skoordynowana współpraca kilku resortów. Głównym ośrodkiem decyzyjnym w zakresie udziału państwa w inwestycjach w mały atom będzie Ministerstwo Aktywów Państwowych, ale na poziomie regulacyjnym główną rolę odgrywać będzie resort zajmujący się sprawami energetyki jądrowej. Wreszcie, w warstwie strategicznej działania obu ministerstw będą potrzebowały wsparcia ze strony MKiŚ, które nadzoruje politykę klimatyczną, a także przychylności silnego premiera lub lidera obozu rządzącego.

Opieranie planów dekarbonizacji na SMR-ach jest ryzykowne. Choć mają one dużą szansę wpisać się w przyszłości w polski miks energetyczny, to obecnie trudno ocenić, kiedy to nastąpi, czy jednostki te będą konkurencyjne i ile mocy może ruszyć do pracy przed 2050 r., gdy UE ma osiągnąć neutralność klimatyczną. Poleganie na SMR-ach w strategiach dotyczących transformacji (zarówno na poziomie państwa, jak i firm działających w trudnych do dekarbonizacji sektorach) może się okazać krótkowzroczne, szczególnie w kontekście planów odstawienia do 2036 r. ok. 10 GW mocy w węglu kamiennym i pilnych potrzeb inwestycyjnych w ciepłownictwie.



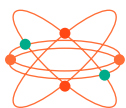
Nazbyt wygórowane ambicje polityków i inwestorów nie przyspieszą komercjalizacji małych reaktorów. Co więcej, mogą stworzyć wrażenie braku realnej intencji ich budowy.

Postawa decydentów musi być adekwatna do potencjału małych reaktorów. Forsowanie wygórowanych ambicji w zakresie ich liczby i mocy czy bardzo optymistycznych prognoz dotyczących kosztu i czasu budowy stwarza ryzyko rozczarowania i gwałtownego spadku poparcia dla energetyki jądrowej. Może też pogłębić sceptycyzm rynku co do realnej gotowości polskich decydentów do wdrażania SMR-ów. Aby tego uniknąć, politycy powinni kształtować debatę publiczną wokół małego atomu w zgodzie z wiedzą naukową oraz realnymi perspektywami wdrażania. Na poziomie operacyjnym mogą analizować konkluzje dozorów jądrowych i doświadczenia inwestorów w innych krajach, by przygotowywać otoczenie inwestycyjne w Polsce na analogiczne przeszkody oraz zwiększyć szanse na szybkie wdrożenie SMR-ów, gdy będzie to możliwe.

Ze strony inwestorów

Za rozwój poszczególnych reaktorów jądrowych odpowiadają przede wszystkim docelowi dostawcy ich technologii. Inwestorzy nie mają więc większego wpływu na tempo prac oraz działania zmierzające do wprowadzenia poszczególnych jednostek na rynek.

W miarę możliwości polskie spółki powinny aktywnie uczestniczyć w pracach projektowych. Dotyczy to także działających w kraju potencjalnych uczestników łańcuchów dostaw, w tym podwykonawców dostawców technologii. Celem ich zaangażowania mogłoby być rozwój własnych kompetencji i know-how w odniesieniu do konstrukcji, budowy oraz obsługi jednostek, zdiagnozowanie własnych potrzeb i możliwości, a więc i gotowości do wdrożenia SMR-ów w odpowiednim momencie i oczekiwanym tempie. Przykładem tego typu dobrej praktyki jest włączenie się w 2023 r. przez OSGE w prace GEH nad projektem reaktora BWRX-300. Ich powielanie może też mieć kluczowe znaczenie dla procesu licencjonowania SMR-ów w Polsce. Będzie on wymagał prawidłowego przygotowania kompleksowej i skomplikowanej dokumentacji projektowej, badań lokalizacyjnych i środowiskowych, a także szeregu raportów i wniosków dla organów administracji zaangażowanych w proces wdrażania małych reaktorów. Możliwie pełna wiedza na temat wybranej technologii jądrowej powinna być zgromadzona na jak najwcześniejszym etapie zdobywania zgód i pozwoleń na jej wdrożenie.



Na inwestorze spoczywać będzie obowiązek wykazania, że podczas budowy, rozruchu, eksploatacji i likwidacji elektrowni prawidłowo wdrożone będą wszelkie mechanizmy mające na celu ochronę ludzi, środowiska i spełnienie standardów międzynarodowych.

Polscy inwestorzy powinni być też obecni przy budowie elektrowni jądrowych w innych krajach. Doświadczenia z nich mogą okazać się cenne nie tylko w procesie uzyskiwania zgód i pozwoleń, ale też zapewnienia odpowiednich standardów podczas budowy i eksploatacji reaktora. Chodzi m.in. o względy cyberbezpieczeństwa, BHP, ochrony fizycznej, bezpieczeństwa technicznego i pożarowego czy ewidencji i zabezpieczenia materiałów jądrowych.

Beneficjentami współpracy projektowej inwestorów i dostawców technologii mogą być organy regulacyjne, które stoją przed koniecznością zbudowania własnych kompetencji w zakresie poszczególnych projektów jądrowych. Kluczowe znaczenie ma to dla dozoru jądrowego, który mimo wysokich kompetencji nie posiada doświadczeń związanych z procedowaniem wniosków o zgodę na budowę elektrowni jądrowych. W procesie tym będzie odpowiadać tymczasem za wieloaspektową, niezależną, transparentną oraz zgodną z wymogami weryfikację spełnienia przez inwestora wymagań w zakresie bezpieczeństwa. Zacieśnienie współpracy z inwestorem i dostawcą technologii stworzyłoby szanse, że z czasem kolejne dokumenty i wnioski będą procedowane szybciej, a więc sam regulacyjny okres inwestycji ulegnie skróceniu. Zasadne jest pogłębienie i poszerzenie analogicznej współpracy między inwestorami z różnych krajów, zainteresowanymi budową SMR-a w tej samej technologii.

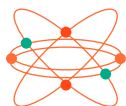
Wiedzę zdobywaną poprzez współpracę z dostawcami technologii i innymi inwestorami spółki zainteresowane budową SMR-ów w Polsce powinny wykorzystać do rozwoju własnych zdolności operacyjnych. Chodzi o tworzenie zaplecza eksperckiego, ale też nawiązywanie partnerstw biznesowych w celu budowy łańcuchów dostaw towarów oraz usług. W niektórych przypadkach ze względu na wczesny stan rozwoju SMR-ów niekoniecznie zasadne może przy tym być opieranie przez inwestora swoich planów w zakresie inwestycji w mały atom na rozwoju tylko jednej technologii PWR lub BWR.

Budowa wiarygodności projektu SMR wymaga fachowego, rzetelnego działania. Poza odpowiednio wykwalifikowanymi kadrami istotny jest wybór odpowiednio dojrzałego technologicznie projektu reaktora, oferowanego przez sprawdzonego dostawcę. Możliwość spółki celowej wzmocnić może również zaangażowanie dodatkowych inwestorów (prywatnych, państwowych lub instytucjonalnych), którzy dostarczą kapitał oraz kontrahentów. Dla uwiarygodnienia planów w zakresie małego atomu ważne jest też wykazanie zainteresowania nim przyszłych odbiorców energii elektrycznej i ciepła, np. poprzez zawieranie wstępnych porozumień, konkretyzowanych w miarę postępów inwestycji w SMR. Analogicznie potrzebne są umowy ws. przyłączenia jednostki do sieci czy dotyczące jej współpracy z systemem elektroenergetycznym i ciepłowniczym.

Ze strony dostawców technologii

Podstawowym zadaniem dostawców technologii jest rozwój projektów, których wdrożenie jest planowane w Polsce. Powinien on postępować tak szybko jak to możliwe, ale nie szybciej niż wynika to z potrzeb zapewnienia technologii odpowiedniej dojrzałości i jej zgodności z wymogami bezpieczeństwa. Producenci powinni skupić się na domknięciu projektów swoich jednostek w aspekcie konstrukcyjnym i eksploatacyjnym, w czym może pomóc budowa instalacji prototypowych oraz pilotażowych. W miarę możliwości rzetelnie i uczciwie zebrane wnioski oraz doświadczenie zdobyte z ich eksploatacji powinny być łatwo dostępne dla potencjalnych

nabywców oraz innych interesariuszy, a także implementowane w dalszym procesie produkcyjnym. Poza danymi stricte technologicznymi chodzi m.in. o uwarunkowania ekonomiczne oraz przeszkody prawne i społeczne, a także możliwe sposoby ich przewyciężenia.



Dostawcy technologii powinni uczciwie komunikować się z rynkiem, opierając przekaz na faktach, a nie marketingu i zapewnieniach niemających pokrycia w rzeczywistości. To kluczowe dla rozwoju projektów SMR-ów, w tym budowy ich wiarygodności w oczach potencjalnych nabywców i branży jądrowej. W przeciwnym razie komercjalizacja ich produkcji może okazać się niemożliwa.

Producenci SMR-ów muszą dążyć do uprzemysłowienia projektów. Wymaga to odpowiedniego przygotowania do produkcji seryjnej i procesu licencjonowania (w tym wsparcia inwestorów w pre-licencjonowaniu) oraz budowy portfela zamówień i łańcuchów dostaw niezbędnych towarów i usług. Te ostatnie powinny uwzględniać modułowość konstrukcji małych reaktorów, możliwości produkcyjne fabryk, uwarunkowania wykorzystania tzw. *local contentu* czy potencjalne lokalizacje inwestycji. Będzie się to zarazem wiązać z koniecznością odbudowy przemysłu jądrowego, który po latach złej passy dla atomu w wielu krajach podupadł, a wiele firm zakończyło działalność lub zmieniło branżę.

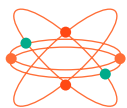
Ze strony administracji

Polskie regulacje odpowiadają stanowi wiedzy na temat technologii małych reaktorów jądrowych oraz prac nad ich wprowadzeniem na rynek. Obecnie ich systemowa zmiana nie jest zasadna. Dotyczy to w szczególności ustawowych terminów związanych z realizacją inwestycji w atom, które już dziś są bardzo napięte, a ich skrócenie mogłoby się odbywać kosztem bezpieczeństwa jądrowego.

Zasadne mogą być punktowe zmiany w regulacjach. Przykładem jest wprowadzona już możliwość swobodnego kształtowania przez inwestora zakresu wniosku o wydanie przez prezesa PAA wyprzedzającej opinii dotyczącej planowanej lokalizacji obiektu jądrowego, uregulowanej w art. 36a Prawa atomowego. Obecnie zaś innym postulowanym rozwiązaniem jest zmiana zakresu ogólnej opinii z art. 39b Prawa atomowego, tak by nie musiała ona dotyczyć tylko kwestii techniczno-organizacyjnych i projektów dokumentów⁵³.

W przyszłości warto rozważyć szerszą zmianę przepisów, jeżeli na etapie procesu inwestycyjnego odpowiedzialnym za niego podmiotom uda się wykazać, które przepisy stanowią nieuzasadnioną barierę w rozwoju SMR-ów. Przypuszczać można, że ich celem mogłoby być pełniejsze wykorzystanie synergii płynących z równoległej budowy kilku reaktorów, np. poprzez ułatwienie procedur administracyjnych poprzedzających budowę n-tej jednostki w danej technologii czy finansowanej ze środków publicznych inwestycji w składowisko wypalonego paliwa jądrowego. Warto też rozważyć wprowadzenie tzw. wstępnego pozwolenia na budowę czy uproszczonego trybu

oceny technologii. To ostatnie rozwiązanie bazowałoby na możliwości potwierdzenia przez dozór jądrowy decyzji jego odpowiednika z innego państwa. W przyszłości może się też upowszechnić praktyka wspólnej oceny nowych technologii jądrowych i ich przynajmniej częściowej weryfikacji pod kątem spełnienia ustandaryzowanych wymogów przez dozory jądrowe z różnych państw.



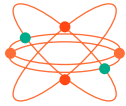
Polski ustawodawca powinien zachować gotowość do reakcji na zmiany rynkowe związane z rozwojem małych reaktorów jądrowych i ewentualnie dostosowywać regulacje do potrzeb związanych z ich wdrażaniem. Przepisy powinny służyć inwestorom, ważąc jednak ich interes z potrzebami społeczeństwa i gospodarki, wymogami bezpieczeństwa oraz standardami międzynarodowymi. Elastycznemu podejściu do przepisów sprzyjać będzie aktywny, równoprawny dialog spółek rozwijających projekty jądrowe z ich interesariuszami.

Gotowość administracji do prowadzenia postępowań musi zostać wzmocniona. Coraz bardziej palącą potrzebą staje się wprowadzenie rozwiązań wzmacniających od strony finansowej i kadrowej organy zaangażowane w proces inwestycyjny, takie jak PAA, GDOŚ czy UTD. W przeciwnym razie nie będą one w stanie zapewnić terminowej i fachowej obsługi. Ich wiedzę i doświadczenie z pewnością wzmocniłoby też dalsze zaangażowanie się w działania licencyjne prowadzone przez innych regulatorów. Wspomnianą już dobrą praktyką jest uczestnictwo PAA w procedurze pre-licencyjnej dotyczącej rozwijanego przez EDF projektu małego reaktora jądrowego NUWARD. Poza dozorem polskim i francuskim Autorité de sûreté nucléaire (ASN) w ocenie technologii bierze udział fiński Säteilyturvakeskus (STUK), czeski Státní úřad pro jadernou bezpečnost (SÚJB), szwedzki Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) oraz holenderski Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS).

Ze strony rynku

Strategicznym zadaniem inwestorów pozostaje budowa gotowości finansowej. Obecnie utrudnia im to brak wiedzy na temat pełnych kosztów wdrażania i eksploatacji technologii, ale należy przypuszczać, że w najbliższych latach liczba niewiadomych będzie systematycznie maleć. Coraz czytelniejsze będą faktyczne potrzeby spółek oraz ewentualny kontrast pomiędzy ich możliwościami a ofertą rynku finansowego i jego skłonnością do angażowania się projekty SMR.

Dla inwestorów aktywna postawa państwa jest kluczowa na obecnym etapie rozwoju małych reaktorów. Udzielanie im wsparcia politycznego (np. w formie decyzji zasadniczych dla odpowiednio dojrzałych projektów) uwiarygadnia zamierzenia inwestorów. To zaś istotnie ułatwia im zabezpieczenie finansowania na bieżącą i przyszłą działalność. Jak zostało wspomniane, docelowo rząd będzie najpewniej zmuszony czynnie zaangażować się we wdrażanie poszczególnych SMR-ów, np. obejmując udziały w spółkach celowych czy udzielając gwarancji na ich zobowiązania. Mnogość inwestycji w małe reaktory w zderzeniu z przepisami ograniczającymi skalę i zakres dopuszczalnego zaangażowania państwa postawi jednak pod znakiem zapytania możliwość realizacji przynajmniej części przedsięwzięć.



Państwo musi mieć zdolność i odpowiednie zasoby do inwestycji w duży i mały atom. Wymóg ten uwzględnia zarówno aspekt finansowo-ekonomiczny, operacyjny oraz organizacyjny, jak i niezachwianą akceptację społeczeństwa dla inwestycji.

Warto pobudzić dyskusję o złagodzeniu zasad pomocy publicznej. Pod pewnymi warunkami może ona dotyczyć także krajowych reguł fiskalnych. Chodzi m.in. o wypracowanie jednolitego i atrakcyjnego dla inwestycji w SMR-y standardu w zakresie zawierania między rządem a inwestorami kontraktu różnicowego, czytelniejsze dopuszczenie stosowania umów PPA czy spółdzielczych modeli finansowania inwestycji. Specyfika SMR-ów sprawia, że w niektórych przypadkach modele spółdzielcze mają szansę być finansowo bardziej perspektywiczne niż umowy na linii inwestor-rząd.

Rynek powinien w sposób trzeźwy i przewidywalny akcentować swoje potrzeby w zakresie małych reaktorów, a także związane z nimi ewentualne obawy i ryzyka. Dotyczy to w szczególności potencjalnych odbiorców produkowanego w nich prądu i ciepła, tj. przemysłu, spółek energetycznych a w dużo dalszej przyszłości także spółdzielni energetycznych czy klastrów energii.

Istotną rolę uczestnicy rynku odegrać też mogą w budowie know-how i zaplecza kadrowego inwestorów. Ich działania mogą przy tym być inicjowane przez samych dostawców technologii. Przykładem jest utworzona w grudniu 2021 r. przez EDF Międzynarodowa Rada Doradcza NUWARD (INAB). Jej członkami są przedstawiciele organizacji międzynarodowych, przemysłu czy świata nauki, których zadaniem jest krytyczna analiza prac nad jednostką i budowa na tej podstawie wniosków, a także doradztwo w zakresie technicznym i ekonomicznym. INAB jest platformą mającą pozwolić EDF na diagnozę potrzeb i oczekiwań rynku dot. SMR-ów, w szczególności w zakresie ich potencjalnych zastosowań, modeli biznesowych, jak i ekonomicznych, technicznych, regulacyjnych i społecznych uwarunkowań ich działania. Członkami INAB są operatorzy elektrowni jądrowych Fortum, TVO, CEZ oraz OPG, firmy inżynierskie UJV r.e.s. i Tata Consulting Engineers, instytucje badawcze MIT, Politecnico Milano czy instytucje administracji rządowej, np. indyjski Department of Atomic Energy⁵⁴. Wydaje się, że nic nie stoi na przeszkodzie by podobne formy współpracy z rynkiem wdrażali i rozwijali również inni producenci SMR-ów, a także podmioty zainteresowane ich nabyciem. Dla tych ostatnich może to być cenne źródło informacji o potrzebach przyszłych klientów i wyzwaniach związanych z ich zaspokojeniem przy wykorzystaniu małego atomu.

Ze strony społeczeństwa

Skala oddziaływania efektu NIMBY zależy od postawy inwestora. W niedawnym badaniu pracowni PBS 44 proc. respondentów poparło budowę małego reaktora w ich okolicy. Część ankietowanych mogła udzielić tej odpowiedzi w poczuciu, że prawdopodobieństwo faktycznego ulokowania inwestycji w ich sąsiedztwie jest znikome lub w błędnym przekonaniu o zakresie wpływu SMR-a na otoczenie. W praktyce taka elektrownia to rozległy obiekt przemysłowy, który ingeruje w lokalny krajobraz, a opór społeczny napotykają daleko mniej inwazyjne technologie, np. wiatraki czy farmy fotowoltaiczne. Inwestorzy zainteresowani budową małych

reaktorów powinni uwzględniać NIMBY jako ryzyko społeczne, prawne i finansowe o wysokim prawdopodobieństwie wystąpienia i realizować inwestycję tak, by skala jego oddziaływania była jak najmniejsza.

Kluczem do przychylności lokalnej społeczności są transparentne procedury administracyjne. Doświadczenia OSGE pokazują, że jednostronny i niekiedy arbitralny wybór lokalizacji małych reaktorów niesie więcej zagrożeń niż korzyści. W najlepszym wypadku może wywołać opór lokalnych społeczności, a w najgorszym – odrzucenie projektu przez lokalne władze lub właściciela zakładu, przy którym miałyby działać SMR (jak w przypadku krakowskiego ArcelorMittal). Jeszcze poważniejsze ryzyka rodzi niedostateczna transparentność procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej. Ewentualne uchybienia mogą grozić utratą zaufania lokalnej społeczności i zakwestionowaniem korzystnych dla inwestora decyzji administracyjnych na drodze sądowej, co w najlepszym wypadku generuje koszty, a w najgorszym – stwarza ryzyko fiaska projektu.

Stróżem transparentności procedur dla małych reaktorów powinien być samorząd i rząd. W przypadku tak inwazyjnych inwestycji jak budowa elektrowni jądrowych, lokalne i centralne organy administracji powinny prowadzić dialog z lokalną społecznością wykraczający poza minimum wymagane przepisami. Może on przybierać formę kampanii społecznych krzewiących wiedzę o technologii, która ma być wykorzystana w danej lokalizacji lub o procesie jej licencjonowania. Dialog między inwestorem, samorządem, organizacjami pozarządowymi i obywatelami powinien mieć charakter ciągły i stacjonarny. Taktykę taką przyjęła spółka PEJ, która prowadzi w gminie Choczewo trzy punkty informacyjne. Przekaz adresowany do lokalnej społeczności powinien koncentrować się na korzyściach, np. związanych z inwestycjami towarzyszącymi.

Powyższe działania można ograniczyć poprzez wybór dla SMR-ów lokalizacji przemysłowych. Najwięcej kontrowersji będą zapewne wzbudzać te znajdujące się w pobliżu miast, co pokazały przymiarki OSGE do ulokowania małych reaktorów w pobliżu Krakowa i Warszawy. W przypadku terenów przemysłowych o niskim zagęszczeniu ludności oraz mniejszych walorach rekreacyjnych i krajobrazowych, opór społeczny może być mniejszy. Promowanie inwestycji SMR typu *greenfield* na takich terenach pozwoliłoby przekonać opinię publiczną o bezpieczeństwie i efektywności danej technologii już na wczesnym etapie przygotowań do budowy reaktorów w pobliżu miast.

Ogólnopolskie kampanie społeczne powinny promować energetykę jądrową całościowo. W odbiorze społecznym walory dużego i małego atomu mogą się uzupełniać – duże elektrownie mogą zaświadczać o bezpieczeństwie technologii, na której bazują małe reaktory, a SMR-y – zredukować „ciężar” inwestycji w atom i zwiększać ich przystępność. Główny przekaz kampanii społecznych raczej nie ulegnie zmianie i będzie uwypuklał aspekty bezpieczeństwa energetycznego i redukcji emisji CO₂.

Podsumowanie

Nie ma powodu, by rezygnować z inwestycji w mały atom, ale SMR-y nie będą remedium na wszystkie wyzwania stojące przed polską energetyką i przemysłem. Nic nie wskazuje też, by ich budowa – przynajmniej w początkowym okresie – była łatwa, szybka i tania, nawet w porównaniu z dużym atomem. Niektóre z obiecujących konstrukcji mogą poczekać z wejściem na rynek jeszcze wiele lat lub nie trafić na niego wcale. Co więcej, inwestorzy w Polsce nie będą mieć na to wpływu. W świetle tych ryzyk, opieranie rządowych i biznesowych strategii dekarbonizacji na SMR-ach jest krótkowzroczne i nieracjonalne. Małe reaktory nie mogą też być postrzegane jako technologie konkurencyjne wobec wielkoskalowych elektrowni jądrowych, które są warunkiem *sine qua non* powodzenia polskiej transformacji.

Wdrożenie pierwszych SMR-ów i rozwój ich seryjnej produkcji to szereg wyzwań. Od strony prawnej Polska jest do nich przygotowana całkiem nieźle, ale wąskim gardłem będą uwarunkowania budżetowe i kadrowe oraz finansowanie projektów. Przewyciężenie tych barier może wymagać ustandaryzowania norm, opracowania kodeksów dobrych praktyk, kształcenia kadr czy wdrożenia systemu zachęt do inwestycji w SMR-y. Ważne będzie także opracowanie nowych modeli biznesowych działania takich jednostek w warunkach konkurencji ze strony innych źródeł produkcji prądu i ciepła.

Mimo to, małe reaktory mają szanse na odegranie istotnej roli w realizacji celów klimatycznych i zapewnieniu stabilnych dostaw energii elektrycznej i ciepła. Mogą znaleźć zastosowanie zwłaszcza w przemyśle i systemach ciepłowniczych. Potencjał tej technologii powinien gwarantować jej miejsce w polityce kolejnych rządów, które mogą wspierać inwestorów i angażować się w projekty tam, gdzie to możliwe. Wsparcie to musi być jednak adekwatne do etapu rozwoju małego atomu i racjonalne z punktu widzenia ekonomii oraz interesu społecznego.

W SMR-ach należy widzieć rozwiązanie przyszłości, które może, ale nie musi spełnić stawianych przed nim oczekiwań. Uczciwa komunikacja inwestorów z interesariuszami jest kluczowa dla budowy trwałego, pozytywnego wizerunku projektów w oczach rynku i opinii publicznej. Państwowe i prywatne spółki projektowe powołane do realizacji inwestycji z udziałem skarbu państwa powinny skupić się nie tylko na rozwoju SMR-ów, ale przede wszystkim na budowie własnej i krajowej gotowości do ich sprawnego wdrożenia gdy będą już technologią sprawdzoną i komercyjnie dostępną.

Przypisy

- 1 IAEA, Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), 2022 Edition, [Internet:] https://aris.iaea.org/Publications/SMR_booklet_2022.pdf
- 2 New Nuclear Watch Institute, Scaling Success: Navigating the Future of Small Modular Reactors in Competitive Global Low-Carbon Energy Markets, December 2023, [Internet:] <https://newnuclearwatchinstitute.org/storage/753/NNWI-Report-2023---ONLINE-EN.pdf>
- 3 EY, The true power of small modular reactors on the road to a sustainable energy future Unveiling key opportunities and challenges, s. 17
- 4 Według stanu na kwiecień 2024 r. na świecie pracuje 310 reaktorów PWR i 60 BWR-ów (dane za World Nuclear Association)
- 5 GE Hitachi, Ogólny opis instalacji z reaktorem BWRX-300, Sierpień 2023 r., [Internet:] [https://www.governova.com/content/dam/gepower-nuclear/global/en_US/documents/BWRX-300%20General%20Description%20Revision%20E%20\(Polish\).pdf](https://www.governova.com/content/dam/gepower-nuclear/global/en_US/documents/BWRX-300%20General%20Description%20Revision%20E%20(Polish).pdf), s. 114
- 6 NUWARD SMR's opportunities and socio-economic & environmental features - COMPASS LEXECON - June 2023 - s. 9
- 7 The NEA Small Modular Reactor Dashboard, [Internet:] https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_78743/the-nea-small-modular-reactor-dashboard?details=true, s. 38
- 8 Raport Rolls-Royce za 2023 r.
- 9 MKIŚ, Program polskiej energetyki jądrowej z 2020 r., [Internet:] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej-2020-r>
- 10 MKIŚ, Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., [Internet:] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>
- 11 MKIŚ, 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>
- 12 Komisja Europejska, Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (aktualizacja KPEiK z 2019 r.) - projekt z 29.02.2024, [Internet:] https://commission.europa.eu/document/download/5118b15e-d380-49ae-b8bb-41cc81a28e15_pl?filename=PL_NECUpdate_Projekt_aKPEiK_tekst_ostateczny.pdf
- 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 Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Projekt Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034, [Internet:] <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034>
- 15 Por. S. Qvist, P. Gładysz, Ł. Bertela, A. Sowiżdżał, Retrofit Decarbonization of Coal Power Plants—A Case Study for Poland, *Energies* 2021, 14(1), [Internet:] <https://doi.org/10.3390/en14010120> oraz Ł. Bertela, P. Gładysz, J. Ochmann, S. Qvist, L.M. Sancho, Repowering a Coal Power Unit with Small Modular Reactors and Thermal Energy Storage, *Energies* 2022, 15(16), 5830, [Internet:] <https://doi.org/10.3390/en15165830>

- 16 WNA, Small Nuclear Power Reactors, [Internet:] <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx> oraz Y. Ismail, B. Bromley, Assessment of Small Modular Reactors (SMRs) for Load-Following Capabilities, [Internet:] https://www.researchgate.net/publication/337548100_ANS_2019_Winter_Meeting_Presentation_Assessment_of_Small_Modular_Reactors_SMRs_for_Load-Following_Capabilities
- 17 A. Miśkiewicz, D. Chmielewska-Śmietanko, T. Smoliński, Dekarbonizacja energetyki opartej na węglu w Polsce poprzez zastosowanie modułowych reaktorów jądrowych, *Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna* nr. 1 (127) 2023, s. 47-56
- 18 A. Strupczewski, *Elektrownie jądrowe – bezpieczne i opłacalne*, *Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna*, 1/2021, s. 13-14
- 19 URE, Energetyka ciepła w liczbach, [Internet:] <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l>
- 20 Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka Ciepła w liczbach 2022*, s. 51
- 21 A. Asuega, B. J. Limb, J. C. Quinn, Techno-economic analysis of advanced small modular nuclear reactors, [Internet:] <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261923000338?via%3Dihub> oraz B. Steigerwald J. Weibezahn, M. Slowik, C. von Hirschhausen, Uncertainties in estimating production costs of future nuclear technologies: A model-based analysis of small modular reactors, [Internet:] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223015980>
- 22 B. Steigerwald, J. Weibezahn, M. Slowik, C. von Hirschhausen, Uncertainties ... op. cit.
- 23 B. Horbaczewska, Ł. Sawicki, Uwarunkowania ekonomiczne, w: D. Brodacki (red.), *Jak zaszczyć atom w Polsce...op. cit.*, s. 42-46
- 24 MKiŚ, Plan rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-rozwoju-zasobow-ludzkich-na-potrzeby-energetyki-jadrowej-zatwierdzony-przez-minister-klimatu-i-srodowiska>
- 25 Por. T. R. Nowacki, *Organy dozoru jądrowego w strukturze administracji rządowej w Polsce*, *Zeszyty Prawnicze* nr 1(69) 2021, s. 9-38
- 26 Por. T. R. Nowacki, *Opinie Prezesa PAA, o których mowa w art. 36a i 39b ustawy – Prawo atomowe jako przykład pre-licencjonowania obiektów jądrowych*, *Studia Iuridica* 87, s. 391
- 27 M. Dąbrowski, *Licencjonowanie i wymagania bezpieczeństwa dla małych reaktorów modułowych*, *Bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna* nr 4/2022, s. 15-21
- 28 WENRA, WENRA's statement on the challenges related to the development of Small Modular Reactors (SMR), [Internet:] <https://www.wenra.eu/node/214>
- 29 Ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe (Dz.U. 2001 nr 3 poz. 18)
- 30 Ibidem, art. 36b
- 31 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie zakresu i sposobu przeprowadzania analiz bezpieczeństwa przeprowadzanych przed wystąpieniem z wnioskiem o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego, oraz zakresu wstępnego raportu bezpieczeństwa dla obiektu jądrowego (Dz.U. 2012 poz. 1043)
- 32 Art. 36a i 39b ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe (Dz.U. 2001 nr 3 poz. 18)
- 33 T. R. Nowacki, *Opinie Prezesa PAA...op. cit...*, s. 392-394
- 34 Zakres raportu lokalizacyjnego określa rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi lokalizacji obiektu jądrowego oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego (Dz.U. 2012 poz. 1025)

- 35** T. R. Nowacki, Opinie Prezesa PAA...op. cit..., s. 397-398
- 36** M. Dąbrowski, Licencjonowanie...op. cit..., s. 20
- 37** Ibidem, s. 19
- 38** PAA, Zasady wydawania zaleceń organizacyjnych i technicznych Prezesa Państwowej Agencji Atomistyki, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/paa/zalecenia-organizacyjno-techniczne-prezesa>
- 39** Uwagi Synthos Green Energy do 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/12803358#12803358>
- 40** T. R. Nowacki, Kernenergie in Polen. Stand, Herausforderungen und mögliche Veränderungsfelder angesichts der Einführung der Kernkraft, w: M. Ruffert, H. Wißmann, (red.), Klimaschutz als Herausforderung für das Verwaltungsrecht in Europa, Stuttgart 2024, s. 75-98.
- 41** A. Błażowski, W. Gałusz, Uwarunkowania środowiskowe, w: D. Brodacki (red.), Jak zaszczyć atom w Polsce. Scenariusze rozwoju energetyki jądrowej, Polityka Insight, Warszawa 2023 r., s. 70
- 42** A. Przybyszewska, Małe modułowe reaktory (SMR) dla Polski, Instytut Sobieskiego, Grudzień 2019, s. 52-53
- 43** IAEA, Small Modular Reactors: A Challenge for Spent Fuel Management?, [Internet:] <https://www.iaea.org/newscenter/news/small-modular-reactors-a-challenge-for-spent-fuel-management>
- 44** A. Błażowski, W. Gałusz, Uwarunkowania...op. cit., s. 73
- 45** L. M. Krall, A. M. Macfarlane, R. C. Ewing, Nuclear waste from small modular reactors, Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS), [Internet:] <https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.2111833119>
- 46** Ibidem
- 47** Polski Atom, Niemal 90% Polaków za budowę elektrowni jądrowych w Polsce, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/niemal-90-proc-polakow-za-budowa-elektrowni-jadrowych-w-polsce>
- 48** Ibris, Polacy opowiadają się za małymi elektrowniami jądrowymi, [Internet:] <https://ibris.pl/2023/05/25/swiatowid-luty-2022-2/>
- 49** Committee on Radioactive Waste Management, Policy paper: Development of small modular reactors (SMRs) and advanced modular reactors (AMRs): CoRWM position paper, [Internet:] <https://www.gov.uk/government/publications/development-of-small-modular-reactors-smrs-and-advanced-modular-reactors-amrs-corwm-position-paper>
- 50** EY, The true power of small modular reactors... opt. cit., s. 3
- 51** Por. Nuclear Energy Agency, The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Second Edition, s. 12 i 20
- 52** A. Juszcak, Perspektywy wykorzystania reaktorów SMR w polskiej transformacji energetycznej, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa 2023, s. 24
- 53** T. R. Nowacki, Opinie Prezesa PAA...op. cit..., s. 409
- 54** EDF, EDF announces the establishment of the International NUWARD™ Advisory Board (INAB) to provide advice and insights on the development of NUWARD™ SMR., [Internet:] <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/edf-announces-the-establishment-of-the-international-nuward-tm-advisory-board-inab-to-provide-advice-and-insights-on-the-development-of-nuward-tm-smr>

