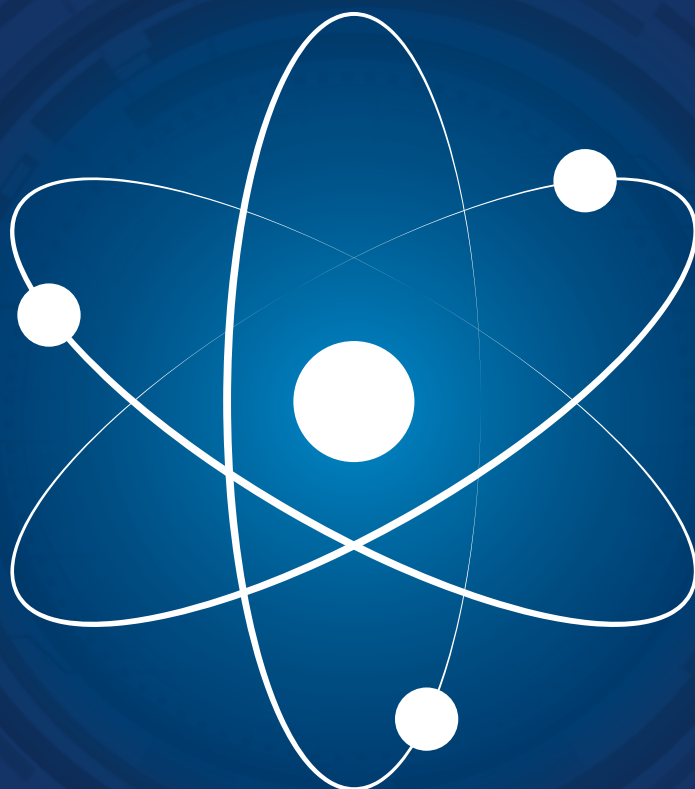




COAL-TO-NUCLEAR DLA POLSKI MECHANIZMY WSPARCIA

RAPORT



RAFAŁ LIBERA
ANNA PRZYBYSZEWSKA

WSPÓŁPRACA: HANNA UHL



Instytut Sobieskiego
ul. Lipowa 1a lok. 20
00-316 Warszawa

sobieski@sobieski.org.pl
www.sobieski.org.pl

COAL-TO-NUCLEAR DLA POLSKI
MECHANIZMY WSPARCIA

RAFAŁ LIBERA
ANNA PRZYBYSZEWSKA
WSPÓŁPRACA: HANNA UHL

©Copyright by Instytut Sobieskiego 2025
ISBN 978-83-68374-06-3

Projekt i produkcja: Piotr Perzyna



COAL-TO-NUCLEAR
DLA POLSKI
MECHANIZMY WSPARCIA

RAPORT

RAFAŁ LIBERA
ANNA PRZYBYSZEWSKA

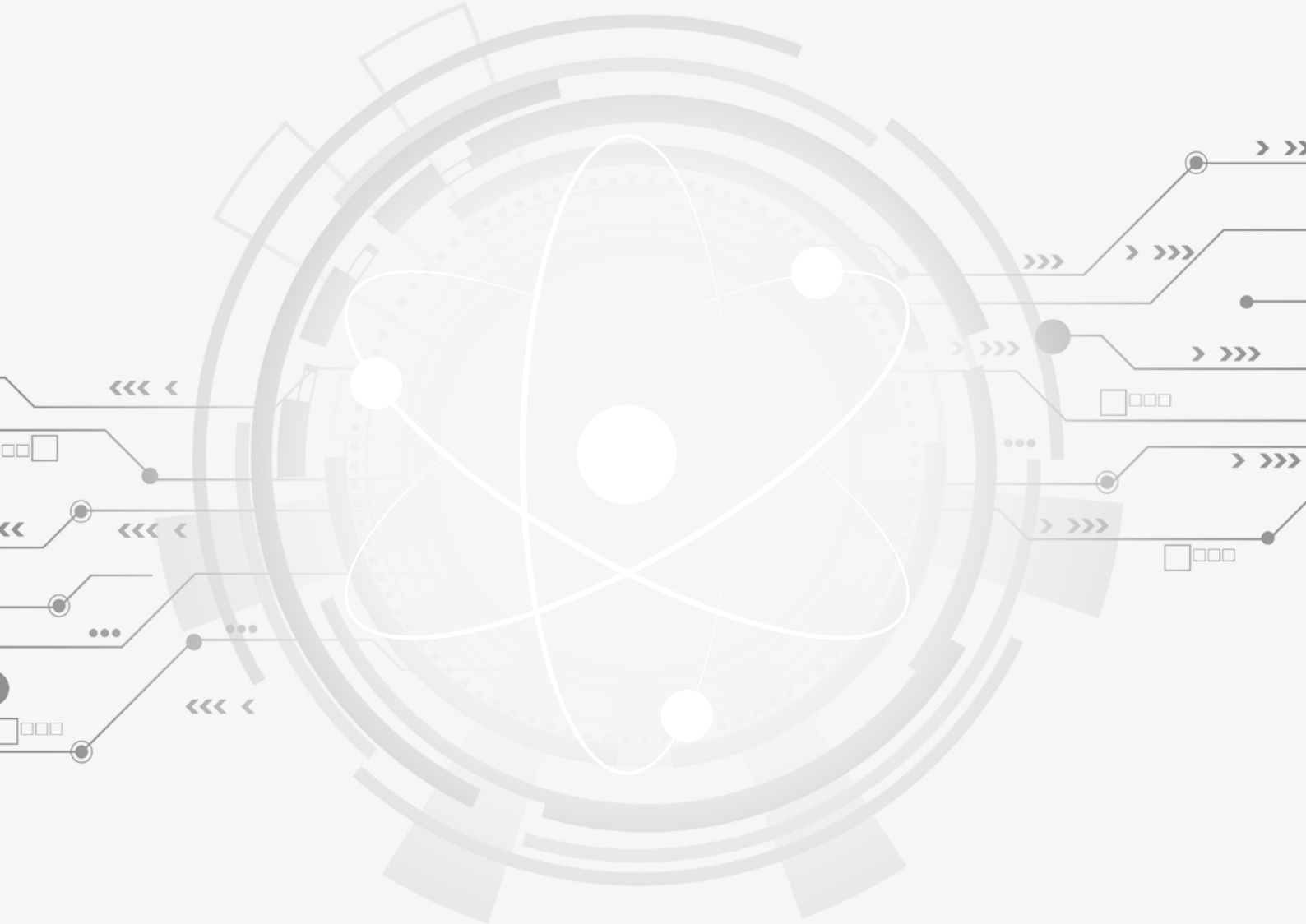
WSPÓŁPRACA: HANNA UHL

SPIS TREŚCI

EXECUTIVE SUMMARY	6
1. CEL RAPORTU 10	
2. SPÓJNA POLITYKA PAŃSTWA	12
3. TEORETYCZNE RAMY WDRAŻANIA INNOWACJI	16
3.1 WPROWADZANIE NOWYCH ROZWIĄZAŃ NA RYNEK - CO MOTYWUJE UPOWSZECHNIENIE DANEJ TECHNOLOGII	17
3.1.1 MODEL TECHNOLOGII, ORGANIZACJI I ŚRODOWISKA (TECHNOLOGY-ORGANIZATION-ENVIRONMENT, TOE)	19
3.1.2. TEORIA ROZPRZESTRZENIANIA INNOWACJI (DIFFUSION OF INNOVATIONS THEORY) – EVERETT ROGERS	27
PODSUMOWANIE	30
4. ASPEKTY PRAWNO-REGULACYJNE	31
4.1 WYMAGANIA STAWIANE OBIEKTOM JĄDROWYM. UNIFIKACJA I STANDARYZACJA WYMAGAŃ DOTYCZĄCYCH OBIEKTÓW JĄDROWYCH	32
4.2 LICENCJONOWANIE NOWATORSKICH REAKTORÓW JĄDROWYCH	35
5. ASPEKTY FINANSOWE	39
5.1 WSKAŹNIK EFEKTYWNOŚCI KOSZTOWEJ (LCOE) A WYBÓR ŹRÓDEŁ FINANSOWANIA	40
5.2 DOSTĘPNE MECHANIZMY WSPARCIA DLA PROJEKTÓW JĄDROWYCH	46
5.2.1 KONTRAKT RÓŻNICOWY (CFD – CONTRACT-FOR-DIFFERENCE)	46
5.2.2 REGULATED ASSET BASE (RAB)	52
5.2.3 BUILD, OPERATE, TRANSFER (BOT)	54
5.2.4 MODEL SAHO	55
5.3 PREFEROWANE MODELE FINANSOWE PROJEKTÓW JĄDROWYCH W WARUNKACH POLSKICH	59

6.	LEKCJE DLA ŚCIEŻKI COAL-TO-NUCLEAR WYNIKAJĄCE Z DOŚWIADCZEŃ OZE	62
6.1	PROJEKTY PILOTAŻOWE I UDOWODNIENIE WYKONALNOŚCI TECHNOLOGII	65
6.2	STANDARYZACJA I MODUŁOWOŚĆ	67
6.3	UPROSZCZONE RAMY REGULACYJNE	67
6.4	OBNIŻANIE KOSZTÓW DZIĘKI KRZYWEJ UCZENIA SIĘ	68
6.5	POSTRZEGANIE PUBLICZNE I ZAANGAŻOWANIE INTERESARIUSZY	70
6.6	MODELE FINANSOWE I MINIMALIZOWANIE RYZYKA	70
6.7	ROZWÓJ ŁAŃCUCHA DOSTAW I INFRASTRUKTURY	70
6.8	WSPÓŁPRACA W EKOSYSTEMACH INNOWACJI	71
6.9	WYKORZYSTANIE POLITYKI I ZACHĘT	72
6.10	ODPORNOŚĆ NA NIEPOWODZENIA	73
7.	PODSUMOWANIE	74
8.	O AUTORACH I WYDAWCY	77

EXECUTIVE SUMMARY



SPÓJNA POLITYKA

- Sukces projektów jądrowych zależy od stabilnego wsparcia politycznego i jasnych regulacji. Ze względu na wieloletni proces budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych kluczowe jest stworzenie długoterminowej strategii oraz spójnej narracji, niezależnych od cyklu wyborczego. Brak stabilności regulacyjnej zwiększa ryzyko inwestycyjne, co utrudnia pozyskanie kapitału na rozwój energetyki jądrowej.
- Polska musi przyspieszyć proces transformacji energetycznej. Bez energii jądrowej istnieje ryzyko wzrostu cen energii, ograniczenia dostaw, a nawet blackoutu. Wykorzystanie istniejącej infrastruktury energetyki zawodowej do rozwoju energetyki jądrowej w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear mogłoby znacząco przyspieszyć transformację i zmniejszyć jej koszty. Polska energetyka XXI wieku wymaga nie tylko reaktorów jądrowych, ale także inteligentnych sieci elektroenergetycznych, magazynów energii i rozwoju gospodarki wodorowej, aby sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię i wyzwaniom związanym ze zmianami klimatycznymi.

TEORETYCZNE RAMY WDRAŻANIA INNOWACJI

- Wdrażanie innowacji technologicznych wiąże się zarówno z potrzebami społecznymi, jak i barierami wynikającymi z obaw i dezinformacji. Modele teoretyczne, takie jak TOE czy teoria Everetta Rogersa, pomagają zrozumieć wyzwania technologiczne i społeczne w procesie adaptacji. Skuteczna transformacja energetyczna w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear wymaga połączenia technologii, edukacji i odpowiedniej polityki publicznej, aby zwiększyć akceptację innowacji.

ASPEKTY PRAWNO-REGULACYJNE

- Lokalizacja elektrowni jądrowej to skomplikowany proces, wymagający szczegółowych analiz środowiskowych, geologicznych i demograficznych. Polskie regulacje, oparte na Prawie atomowym, określają rygorystyczne wymagania, które mają na celu minimalizację ryzyka dla ludności i środowiska zgodnie z zasadą ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*). Obecnie obowiązujące przepisy nie uwzględniają w pełni specyfiki nowoczesnych technologii, takich jak małe reaktory modułowe (SMR), traktując je na równi z dużymi elektrowniami jądrowymi.
- Jednym z istotnych czynników wykluczających lokalizację elektrowni jądrowej jest obecność aktywnych uskoku tektonicznych oraz działalność górnicza prowadzona w promieniu 30 km w ciągu ostatnich 60 lat. W praktyce oznacza to, że duże obszary Polski, w tym Śląsk, Małopolska czy Łódzkie, nie spełniają obecnych wymogów. Tymczasem w innych krajach, takich jak Japonia, USA czy Turcja, elektrownie są budowane w strefach sejsmicznych z zastosowaniem nowoczesnych technologii zabezpieczających. Dlatego rozważa się złagodzenie przepisów, np. skrócenie okresu ochronnego z 60 lat do 20 lat lub wprowadzenie indywidualnej oceny stabilności gruntu, zamiast automatycznego

wykluczenia terenów pokopalnianych. Takie zmiany mogłyby zwiększyć możliwości realizacji projektów Coal-to-Nuclear w regionach węglowych.

- Gęsto zaludnione tereny są również oceniane pod kątem bezpieczeństwa i możliwości ewakuacji. Nowoczesne reaktory III+ oraz IV generacji, w tym SMR dzięki zaawansowanym systemom zabezpieczeń, mogą być lokowane bliżej miast. Takie rozwiązanie mogłoby wesprzeć lokalną transformację energetyczną oraz dekarbonizację przemysłu w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear.
- Kluczowe będzie dostosowanie polskich przepisów do międzynarodowych standardów, tak aby umożliwić budowę elektrowni jądrowych w bardziej elastyczny sposób – zapewniając najwyższy poziom bezpieczeństwa z uwzględnieniem nowych technologii i doświadczeń innych krajów.

ASPEKTY FINANSOWE

- Energetyka jądrowa, zwłaszcza w swojej konwencjonalnej formie (reaktory o mocy rzędu 1 GW) jest projektem kapitałochłonnym i długoterminowym, wymagającym nie tylko ogromnych nakładów finansowych, ale także stabilnego wsparcia regulacyjnego i politycznego. Finansowanie takich inwestycji opiera się głównie na długu – banki, instytucje finansowe oraz agencje kredytów eksportowych pokrywają zwykle od 60 do 80% kosztów budowy. Wysokie nakłady inwestycyjne sprawiają, że koszt wytwarzania energii (LCOE) jest szczególnie wrażliwy na wzrost stóp procentowych oraz dynamikę cen w łańcuchu dostaw.
- Choć OZE wydają się tańsze pod względem LCOE w stosunku do energetyki jądrowej, trzeba pamiętać, że wskaźnik ten nie uwzględnia pełnych kosztów systemowych, takich jak konieczność stabilizacji sieci czy rozbudowa infrastruktury przesyłowej. W konsekwencji okazuje się, że realne różnice kosztowe między OZE a energetyką jądrową są mniejsze, niż mogłoby się wydawać. Aby lepiej oddać rzeczywiste koszty i wartość różnych technologii, Międzynarodowa Agencja Energetyczna wprowadziła wskaźnik VALCOE, który uwzględnia dodatkowe aspekty, takie jak zdolność do elastycznego reagowania na zapotrzebowanie oraz możliwość zapewnienia stabilnych dostaw energii.
- Jednym z kluczowych wyzwań w finansowaniu energetyki jądrowej jest stosunkowo długi okres zwrotu inwestycji, wynoszący nawet 20–30 lat. Właśnie dlatego niezbędne jest zaangażowanie rządowe, obejmujące gwarancje finansowe lub mechanizmy stabilizacji cen energii. Alternatywą mogą być mniejsze reaktory, np. SMR lub reaktory IV generacji, które – choć jeszcze nie wdrożone na szeroką skalę – oferują, z uwagi na swą skalę, krótszy czas budowy, niższe nakłady inwestycyjne i lepiej wpasowują się w elastyczne modele finansowania.
- Istnieje wiele sprawdzonych mechanizmów wsparcia projektów jądrowych. Należą do nich m.in. kontrakt różnicowy (CfD); Build, Operate, Transfer (BOT); Regulated Asset Base (RAB); energetyka spółdzielcza (Mankala) oraz oparty na koncepcie spółdzielczym polski model SaHo. Na potrzeby pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej w Kopalinie/Choczewie rząd wybrał najlepiej znany i najczęściej stosowany system CfD, spodziewając się, że może to przyspieszyć zgodę KE na udzielenie wsparcia.
- Wybór systemu wsparcia dla kolejnych elektrowni, w tym realizowanych w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear, powinien być poprzedzony dokładną analizą, tak aby rząd, współpracując z ekspertami, mógł wypracować optymalny model wsparcia dla polskiej energetyki jądrowej, uwzględniający dalekosiężne cele. Istnieje potrzeba opracowania alternatywnego modelu wsparcia, który nie opiera się na tradycyjnym mechanizmie regulacji cenowej typu CfD.

LEKCJE DLA ŚCIEŻKI COAL-TO-NUCLEAR WYNIKAJĄCE Z DOŚWIADCZEŃ OZE

- Polska powinna dążyć do zmiany polityki Komisji Europejskiej, która spowoduje, że energetyka jądrowa będzie traktowana na równi z odnawialnymi źródłami energii (OZE) w ramach unijnych funduszy wsparcia, a cele transformacji energetycznej będą obejmowały wszystkie źródła zeroemisyjne.
- Problemy na ścieżce Coal-to-Nuclear można pokonać, czerpiąc doświadczenie z wdrażania technologii OZE, takich jak morskie farmy wiatrowe. Projekty te, ze względu na dużą skalę, koszt i czas realizacji, podkreślają rolę wsparcia regulacyjnego i programów pomocowych, np. dopłat czy ulg podatkowych. Sukcesy i porażki tych inwestycji stanowią cenne lekcje dla rozwoju reaktorów jądrowych, zwłaszcza dla nowych technologii (FOAK), takich jak reaktory IV generacji.

1. CEL RAPORTU



Proces dekarbonizacji energetyki zawodowej stanowi jedno z kluczowych wyzwań współczesnej polityki energetycznej Polski. Zagadnienie to zostało zidentyfikowane już w latach 2019 i 2020 w wydanych przez Instytut Sobieskiego publikacjach **SMR dla Polski** oraz **Energetyka jądrowa dla Polski**. To w tych raportach zdiagnozowano, że dekarbonizacja i transformacja energetyczna Polski stanowią wyzwanie na najbliższe dekady, które będzie wymagało zmiany podejścia w wielu aspektach: planistycznym, organizacji przedsiębiorstw, zapewnienia środków na realizację inwestycji, a przede wszystkim spójnej i zrównoważonej strategii, której głównym celem jest budowa nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki. Kontynuacją tych prac jest udział Instytutu Sobieskiego w projekcie DEsire i przygotowanie raportów tematycznych z serii „**Coal-to-Nuclear dla Polski**”.

Celem niniejszego raportu jest przedstawienie potencjalnych mechanizmów wsparcia, które mogą przyczynić się do przyspieszenia wdrażania technologii jądrowych w polskiej energetyce zawodowej. Szczególny nacisk położono na aspekty związane z implementacją nowych technologii oraz kwestie finansowe, regulacyjne i organizacyjne. W raporcie omówione zostaną główne wyzwania, a także korzyści wynikające z idei Coal-to-Nuclear.

Niniejszy dokument dostarcza kompleksowej analizy, która może stanowić podstawę do dalszych działań legislacyjnych, inwestycyjnych i organizacyjnych na rzecz transformacji energetycznej Polski w kierunku niskoemisyjnej, stabilnej i zrównoważonej energetyki przyszłości.

2. SPÓJNA POLITYKA PAŃSTWA



Kluczowym elementem każdego wielkoskalowego projektu elektrowni jądrowej jest przychylność władz kraju, w którym ma ona powstać. Wynika to z wysokiego ryzyka regulacyjnego i politycznego związanego z tego typu inwestycją. Rynek energii, a także transport, wykorzystanie i składowanie wypalonego paliwa podlegają surowym regulacjom. Biorąc pod uwagę ogromne koszty ponoszone przez inwestorów zarówno na etapie wieloletniej budowy, jak i późniejszej eksploatacji elektrowni kluczowe znaczenie ma jasność i przewidywalność przepisów.

Projekty jądrowe wymagają wręcz odrębnego reżimu prawnego, uwzględniającego ich wyjątkową skalę oraz wysoki poziom ryzyka – znacznie większy niż w przypadku, na przykład, farm fotowoltaicznych. Dotyczy to również potencjalnych opóźnień i wzrostu kosztów jeszcze przed rozpoczęciem pierwszej reakcji rozszczepienia.

W polskim kontekście, gdzie energetyka jądrowa mogłaby odegrać kluczową rolę w transformacji energetycznej, niezwykle istotna jest aktywna polityka państwa. Powinna ona wspierać wykorzystanie istniejącej infrastruktury na potrzeby nowych inwestycji, co mogłoby znacząco przyspieszyć realizację projektów jądrowych.

Transformacja energetyczna w Polsce jest opóźniona w porównaniu do wielu innych krajów europejskich. Polska przez dziesięciolecia opierała swoją energetykę tylko na jednym źródle energii – węglu. W konsekwencji przez lata nie podejmowano prób modernizacji sieci przesyłowych, zwiększenia zdolności magazynowania energii oraz poprawy elastyczności systemu elektroenergetycznego. Wynikało to z braku długoterminowej strategii i doprowadziło do sytuacji, w której proces ten musi przebiegać w pośpiechu i pod dużą presją finansową.

Bez transformacji energetycznej, w tym integracji energetyki jądrowej z polskim miksem energetycznym jako jego podstawy, kraj będzie musiał się liczyć z poważnymi konsekwencjami. W najlepszym scenariuszu oznaczałoby to dalszy wzrost cen energii, obciążający gospodarstwa domowe i przemysł. W najgorszym – ryzyko ograniczeń w dostępie do energii, wprowadzenie stopni zasilania, a nawet groźbę blackoutu w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Transformacja energetyczna wymaga nowoczesnych i elastycznych rozwiązań, które odpowiadają na aktualne wyzwania, takie jak niestabilność dostaw energii, rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną czy dążenie do neutralności środowiskowej. Choć czerpanie z doświadczeń przeszłości jest istotne, nie można opierać się wyłącznie na technologiach sprzed pół wieku, które nie uwzględniały ubytku krajowych zasobów surowcowych, dynamicznych zmian klimatycznych, rozwoju odnawialnych źródeł energii czy nowych zagrożeń geopolitycznych. Polska energetyka XXI wieku wymaga innowacyjnych rozwiązań, takich jak nowoczesne reaktory jądrowe, inteligentne sieci elektroenergetyczne, technologie magazynowania energii oraz rozwój gospodarki wodorowej, które pozwolą na stabilne i bezpieczne zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania na energię.

Bez inwestycji w energetykę jądrową nie tylko ryzykujemy stagnację i utrwalenie *status quo*, ale także narażamy się na technologiczne zacofanie i utratę konkurencyjności. Brak adaptacji do zmieniającego się otoczenia oraz opóźnienia w implementacji nowoczesnych rozwiązań energetycznych mogą prowadzić do osłabienia gospodarki i ograniczenia możliwości dalszego rozwoju przemysłu. Energetyka jądrowa to nie tylko stabilność dostaw energii, ale także impuls do rozwoju nowoczesnych technologii i budowania przyszłości opartej na innowacji.

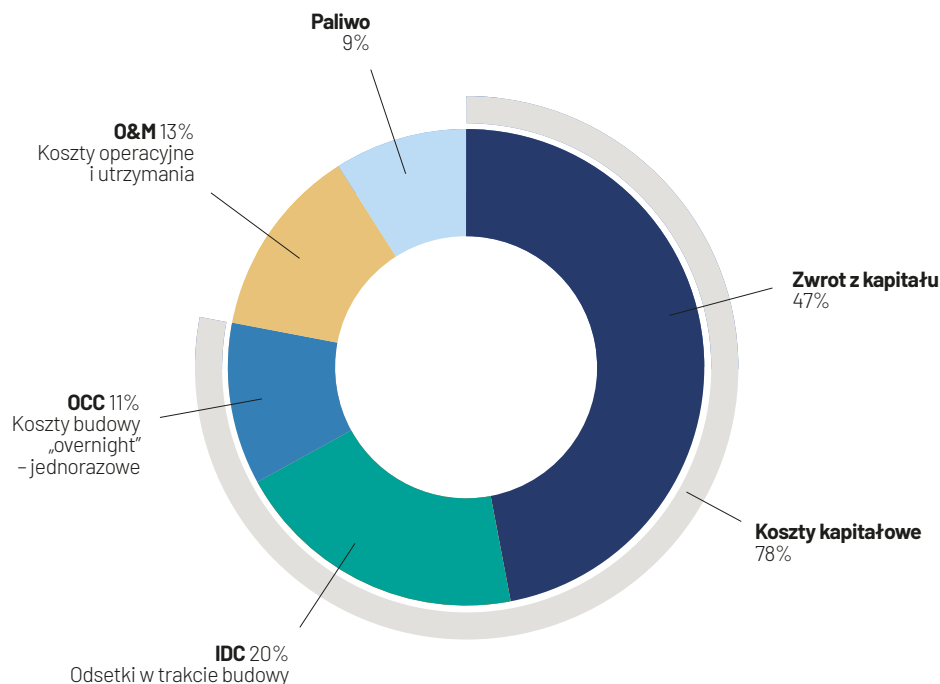
Bez zrozumienia przez klasę rządzącą, że transformacja energetyczna musi opierać się na nowoczesnych rozwiązaniach, takich jak ścieżka Coal-to-Nuclear, skuteczna realizacja długofalowych polityk energetycznych nie będzie możliwa. Oparcie się wyłącznie na przestarzałych modelach energetycznych prowadzi do braku stabilności w dostawach energii, rosnących kosztów oraz uzależnienia od zewnętrznych dostawców. **Tylko świadoma i konsekwentna modernizacja sektora energetycznego pozwoli na budowanie bezpiecznej, zrównoważonej i konkurencyjnej gospodarki, dostosowanej do wyzwań XXI wieku.**

Nieodpowiednie decyzje, podejmowane z myślą o krótkoterminowych korzyściach politycznych, a nie o długofalowym interesie kraju, mogą pogłębić skutki kryzysu energetycznego. Nieuwzględnienie przyszłych wyzwań prowadzi do braku spójnej strategii transformacji energetycznej, opóźnień w inwestycjach i dalszego uzależnienia od niestabilnych źródeł energii. Wytrwałe realizowanie długoterminowych polityk pozwoli na złagodzenie skutków kryzysu i zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w przyszłości. Od tej konsekwencji w działaniu zależy przyszłość Polski. **Projekty oparte na technologiach jądrowych powinny być realizowane ponad podziałami politycznymi i niezależnie od kalendarzy wyborczych.**

Należy pamiętać, że **bez inwestycji w energetykę jądrową inne megaprojekty**, takie jak Centralny Port Komunikacyjny (CPK) czy rozwój kolei dużych prędkości, **napotkają poważne trudności w realizacji.** Wszystkie te przedsięwzięcia wymagają stabilnych i przewidywalnych dostaw energii elektrycznej, których nie zapewnią wyłącznie odnawialne źródła o zmiennej charakterystyce. **Bez atomu w podstawie i podążania ścieżką Coal-to-Nuclear Polska ryzykuje** nie tylko brak niezawodnych dostaw energii dla kluczowych sektorów gospodarki, ale także spowolnienie modernizacji infrastruktury, co może **osłabić konkurencyjność kraju na arenie międzynarodowej.**

Spójna i konsekwentna narracja dotycząca transformacji energetycznej, prowadzona niezależnie od zmieniających się partii politycznych, wysłałaby silny i pozytywny sygnał do inwestorów. Stabilność polityczna i przewidywalność regulacji to kluczowe mechanizmy wsparcia, które zmniejszają ryzyko inwestycyjne i zachęcają do długoterminowego zaangażowania kapitałowego. Bez stabilnych i pozytywnych bodźców, równoważących wysokie ryzyko inwestycyjne, uzyskanie finansowania na projekty z zakresu energetyki jądrowej jest niezwykle trudne. Banki oraz szeroko pojęty rynek kapitałowy niechętnie angażują się w przedsięwzięcia o tak wysokich nakładach inwestycyjnych (CAPEX), które stanowią aż 78% całkowitych kosztów projektu, obejmujących cały cykl jego planowania, budowy i eksploatacji.

WYK. 1

**CZĘŚCI SKŁADOWE CAŁKOWITEGO I UŚREDNIOEGO KOSZTU
PROJEKTU JĄDROWEGO¹**

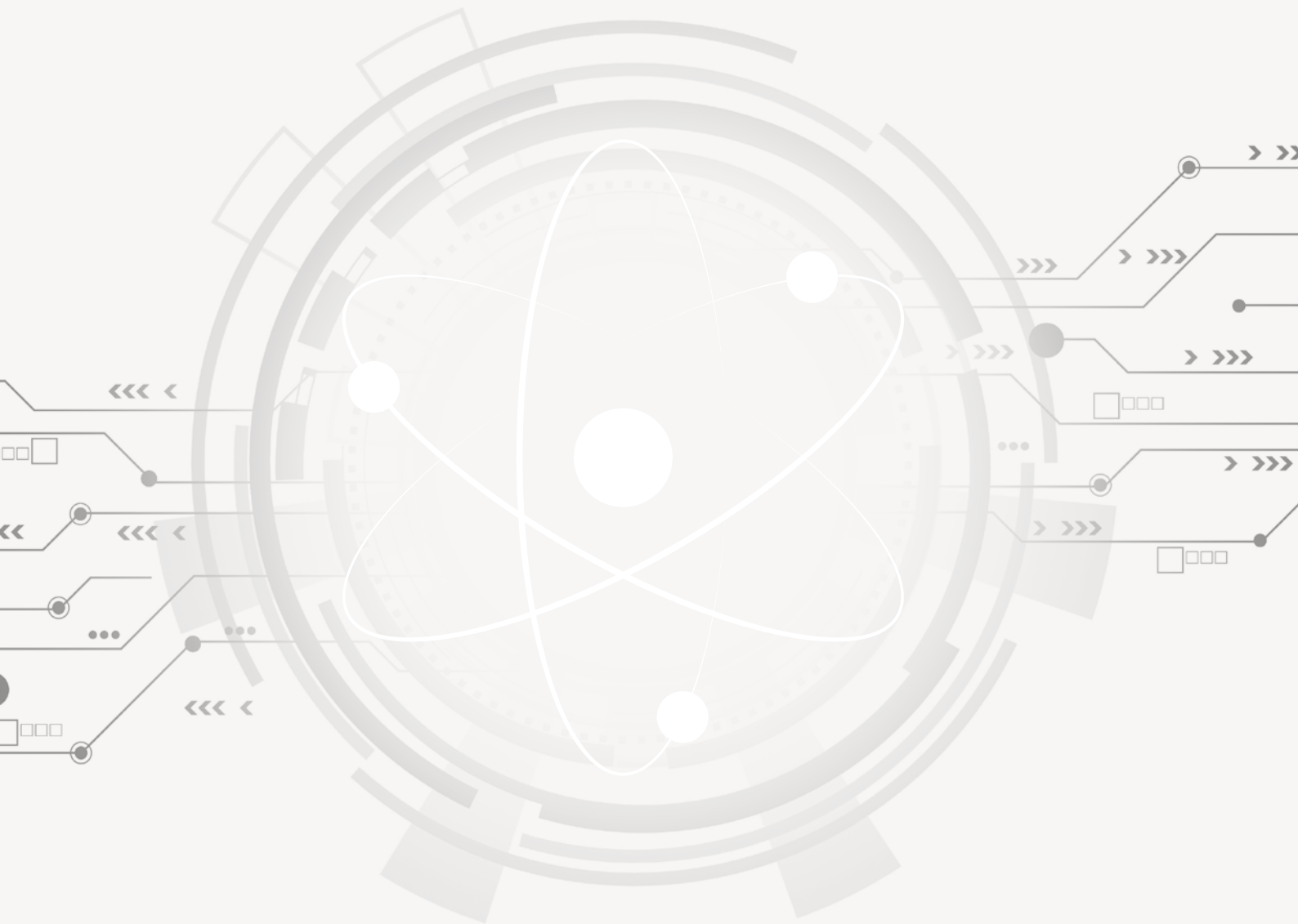
ŹRÓDŁO: World Nuclear Association.

Brak przewidywalności regulacyjnej oraz długoterminowej strategii państwa nie tylko osłabia zainteresowanie inwestorów, ale również zwiększa ryzyko finansowe, co może prowadzić do opóźnień lub ograniczenia skali realizowanych projektów. Z perspektywy finansowania skutkuje to mniejszą dostępnością instrumentów finansowych lub ich wyższym kosztem, ponieważ instytucje kredytowe i inwestorzy wymagają wyższej premii za ryzyko przy niepewnym otoczeniu legislacyjnym i gospodarczym. W efekcie realizacja strategicznych projektów infrastrukturalnych, takich jak energetyka jądrowa, staje się trudniejsza i bardziej kosztowna, co negatywnie wpływa na tempo transformacji energetycznej².

1 S. Bilbao y Leon, *Financing nuclear power projects in the UNECE region*, World Nuclear Association, 2021, s. 4, https://unece.org/sites/default/files/2021-10/Sama-Bilbao-y-Leon-Financing_Oct_21.pdf.

2 *Economics of nuclear power*, World Nuclear Association, 29.09.2023, <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>.

3. TEORETYCZNE RAMY WDRAŻANIA INNOWACJI



3.1 WPROWADZANIE NOWYCH ROZWIĄZAŃ NA RYNEK – CO MOTYWUJE UPOWSZECHNIENIE DANEJ TECHNOLOGII

Ludzie od zawsze dążyli do innowacji, poszukując technologii, które poprawią jakość życia, zwiększą efektywność i zapewnią bezpieczeństwo. Każde pokolenie stara się ulepszać warunki życia, zwiększać komfort oraz efektywność w pracy i codziennych obowiązkach. Nowe technologie pozwalają na szybsze, łatwiejsze i bardziej wydajne działanie, ale też często są przedmiotem strachu przed nieznanym. Brak pełnej wiedzy o długofalowych konsekwencjach użytkowania nowych wynalazków rodzi poczucie utraty kontroli i niepokoju, czego przykładem były protesty przeciwko wprowadzeniu elektryczności w XIX wieku. Człowiek ewolucyjnie wykształcił mechanizmy ostrożności wobec nieznanego, ponieważ to, co nowe, mogło kiedyś stanowić zagrożenie dla przetrwania. Stąd nowości wymagające zmiany sposobu myślenia i działania są tak trudne do wprowadzenia. W ciągu ostatnich kilku dekad świat przeszedł od analogowej komunikacji do ery Internetu, w której miliardy ludzi mają natychmiastowy dostęp do wiedzy i mogą wymieniać informacje w czasie rzeczywistym. To radykalnie przyspiesza innowacje i adaptację nowych rozwiązań. Wciąż jednak istnieją takie aspekty technologii, które są postrzegane jako skomplikowane, otoczone mitami i często źle rozumiane. Do przykładów takich dziedzin należą: inżynieria genetyczna, neurobiologia, teoria chaosu, geometria nieeuklidesowska, Internet rzeczy, blockchain, sztuczna inteligencja czy energetyka jądrowa. Strach przed energetyką jądrową wynika nie tyle z realnych zagrożeń, ile z braku rzetelnej wiedzy i historycznych skojarzeń. Nie pomagają również wszechobecne zjawisko dezinformacji. Społeczne postrzeganie wynalazków i nowych rozwiązań jest kształtowane przez media, opinię publiczną i przekazy popkulturowe, w których dominują skrajne scenariusze podsycające lęk (i klikalność), a nie aspekt edukacyjny. Więcej o społecznym odbiorze energetyki można znaleźć w publikacji Kevina Kellego *Nieuniknione. Jak inteligentne technologie zmienią naszą przyszłość*³.

Współczesny świat, stojący przed wyzwaniami, takimi jak zmiany klimatyczne, rosnące zapotrzebowanie na energię czy niestabilność geopolityczna, wymaga nowoczesnych rozwiązań, które sprostają tym problemom. Postęp technologiczny napędza nie tylko ciekawość i chęć eksploracji, ale także potrzebę większej niezależności, zrównowżenia i ochrony środowiska. Energia wytworzona w elektrowniach jądrowych ma niski ślad węglowy i może stanowić ważną alternatywę dla paliw kopalnych, pomagając jednocześnie uniezależnić się od zewnętrznych dostaw energii. Jest to szczególnie istotne dla budowania bezpieczeństwa energetycznego i rezyliencji gospodarki europejskiej. Wciąż jednak technologia jądrowa mierzy się z narosłymi wokół niej mitami.

Energetyka jądrowa przechodzi obecnie ważny etap rozwoju. Coraz większą uwagę przyciągają tzw. reaktory nowej generacji – w tym małe reaktory modułowe (SMR). Rozwiązania reaktorów generacji III+ i IV oferują wyższą efektywność i bezpieczeństwo, a dodatkowo mogą wykorzystywać część wypalonego już paliwa,

3 K. Kelly, *Nieuniknione. Jak inteligentne technologie zmienią naszą przyszłość*, tłum. P. Cypryański, Poltext, Warszawa 2018.

wpisując się w tzw. recykling paliwowy. Na technologie jądrowe możemy spojrzeć jako na część większego, ewoluującego systemu, który odpowiada na potrzeby społeczeństwa.

Kevin Kelly to amerykański pisarz futurysta zajmujący się analizą wpływu technologii na społeczeństwo, gospodarkę oraz naszą przyszłość. Jego przemyslenia często koncentrują się na tym, jak technologie stopniowo zwiększają dostępność zasobów i możliwości, zmieniając sposób, w jaki żyjemy i pracujemy. Jest ceniony za głębokie i przemyślane spojrzenie na rozwój technologiczny. Jako współprzewodniczący The Long Now Foundation, Kelly angażuje się w inicjatywy promujące długoterminowe myślenie i odpowiedzialność za przyszłe pokolenia. Według niego technologie są narzędziami, które poszerzają ludzkie możliwości, a postęp technologiczny zwiększa dostęp do zasobów w sposób, który wcześniej był niemożliwy. Kevin Kelly uważa, że rozwój technologii dąży do tego, by była ona coraz łatwiej dostępna. **Postęp technologiczny polega więc na zwiększaniu dostępu do bardziej wyrafinowanych form energii⁴.**

Z tej perspektywy energetyka jądrowa może być postrzegana jako część dążenia technologii do dostarczania bardziej złożonych, ale jednocześnie efektywnych form energii, które mogą zaspokoić globalne potrzeby. Energetyka jądrowa, zwłaszcza nowsze rozwiązania, takie jak małe reaktory modułowe (SMR) czy reaktory IV generacji, wpisuje się w koncepcję „rozszerzania dostępu” do zaawansowanych zasobów i technologii.

Kevin Kelly jest zwolennikiem idei, zgodnie z którą technologie mogą rozwijać się w sposób synergiczny, czyli tak, aby wzajemnie się uzupełniały i napędzały. Synergiczne sprzężenie technologii i cyfryzacji doskonale widać w obszarze OZE. Wykorzystanie narzędzi, takich jak Internet rzeczy (IoT), sztuczna inteligencja (AI) oraz zaawansowane systemy zarządzania energią, umożliwi efektywne monitorowanie, kontrolę i optymalizację procesów produkcji oraz dystrybucji energii. Inteligentne sieci energetyczne wspierane przez modele reagowania na zmiany popytu (*demand response*) pozwalają na bieżące dostosowywanie podaży do zapotrzebowania, co jest kluczowe w kontekście zmienności źródeł odnawialnych.

W obszarze energetyki jądrowej proces cyfryzacji postępuje wolniej, głównie ze względu na rygorystyczne wymogi bezpieczeństwa. Każda nowa technologia musi przejść szczegółowe testy i spełniać surowe normy regulacyjne, co opóźnia jej wdrożenie w porównaniu z mniej wymagającymi sektorami energetyki. Jednakże w dłuższej perspektywie integracja technologii, takich jak AI, IoT oraz zaawansowane systemy zarządzania energią w energetyce jądrowej, może przynieść znaczące korzyści. Należy przy tym pamiętać, że w sektorze energetyki jądrowej, gdy określone procedury, technologie lub praktyki zostają uznane za skuteczne w zapewnianiu bezpieczeństwa, są one często przyjmowane jako globalne standardy. Energetyka jądrowa stawia na ciągłe doskonalenie i globalną harmonizację, co jest stosunkowo unikalną cechą, a jedną z niewielu gałęzi przemysłu, który cechuje się podobnym podejściem, jest przemysł lotniczy, w szczególności cywilny.

Wykorzystanie IoT do zbierania danych z różnych elementów infrastruktury oraz AI do przewidywania potencjalnych incydentów i awarii może zwiększyć bezpieczeństwo i efektywność operacyjną reaktorów jądrowych. Chociaż energetyka jądrowa już teraz opiera się na probabilistycznej analizie bezpieczeństwa, to AI może być wykorzystana nie tylko do jeszcze bardziej złożonych, wielowariantowych scenariuszy awarii i usterek, ale także do optymalizacji harmonogramów konserwacji, redukując przestoje i koszty związane z eksploatacją reaktorów jądrowych. Cyfryzacja umożliwi przeprowadzanie symulacji i modelowania procesów w czasie rzeczywistym⁵. Pomimo że cyfryzacja w energetyce jądrowej rozwija się wolniej niż w sektorze OZE, to zapewne w ciągu dekady dzięki niej możliwe będzie zintegrowane sterowanie siecią opartą w głównej mierze na tych dwóch źródłach.

4 K.Kelly, *Nieuniknione. Jak inteligentne technologie zmienią naszą przyszłość*.

5 N. Askwith, A. Saxena, *GEH digital solutions for nuclear power plants*, Hitachi, 2021, https://energiforsk.se/media/30579/6_geh_digital_solutions_for_nuclear_plants_final.pdf.

W procesie transformacji energetycznej i poszukiwania niskoemisyjnych rozwiązań pojawia się wiele teorii i modeli, które pomagają zrozumieć, w jaki sposób nowe technologie mogą być przyjmowane przez społeczeństwo i wdrażane na dużą skalę. „Modele technologiczne” to teoretyczne ramy analityczne stosowane w badaniach nad wdrażaniem i rozpowszechnianiem innowacji. Wykorzystywane są na etapie analizy i planowania wdrożenia innowacji, przy projektowaniu polityk publicznych w celu promowania nowych technologii oraz przez firmy analizujące możliwości zastosowania i wdrożenia innowacji w swoich strukturach. Wśród nich można wyróżnić model technologii, organizacji i środowiska (TOE⁶) oraz teorię rozprzestrzeniania innowacji E.M. Rogersa⁷, które dostarczają narzędzi do analizowania kluczowych czynników wpływających na akceptację technologii, takich jak jej kompatybilność z obecnymi strukturami, korzyści środowiskowe oraz akceptacja społeczna. Dzięki tym teoriom możemy lepiej zrozumieć proces przejścia na nowe technologie, takie jak energetyka jądrowa w ramach strategii Coal-to-Nuclear, i skuteczniej wspierać ich wdrażanie. Wspomniane modele mają na celu zidentyfikowanie i uporządkowanie działań związanych z wytworzeniem sprzyjającego otoczenia dla przedsięwzięć jądrowych. Mogą być narzędziem wykorzystanym przez rząd czy organy regulacyjne i standaryzujące do identyfikacji luk i ich zapełnienia przez opracowanie odpowiednich polityk i ram prawnych, w tym zaprojektowania wsparcia inwestycyjnego i operacyjnego, wzmocnienia łańcucha dostaw oraz stworzenia zaplecza merytorycznego dla nowej gałęzi przemysłu. Inwestorom natomiast modele pomagają zidentyfikować bariery inwestycyjne, akceptację nowej strategii przez klientów, a przez to pozwalają skuteczniej planować działania marketingowe oraz informacyjne.

Do identyfikacji wyzwań związanych z dekarbonizacją zaproponowano model technologii, organizacji i środowiska (TOE), ponieważ uwzględnia trzy, wymienione w jego nazwie, kluczowe filary dla wdrożenia tych technologii i wsparcia transformacji energetycznej. W kontekście Coal-to-Nuclear model TOE może pomóc zidentyfikować technologiczne korzyści nowych reaktorów, takie jak stabilność energetyczna i niskoemisyjność, a także organizacyjne i środowiskowe wyzwania związane z zamianą węgla na energię jądrową, np. konieczność dostosowania zasobów ludzkich i regulacji. Z kolei teoria dyfuzji innowacji Rogersa skupia się na procesie przyjmowania innowacji przez społeczeństwo – co jest istotne zarówno dla polityk publicznych, jak i strategii biznesowych – adresując specyficzne potrzeby i obawy różnych grup społecznych.

3.1.1 MODEL TECHNOLOGII, ORGANIZACJI I ŚRODOWISKA (TECHNOLOGY-ORGANIZATION-ENVIRONMENT, TOE)

Filary modelu TOE dobrze odzwierciedlają główne aspekty, które wpływają na wdrożenie technologii jądrowych i idei Coal-to-Nuclear. Model ten identyfikuje kluczowe czynniki, które umożliwiają adaptację danego rozwiązania w firmach, organizacjach i biznesie. Czynniki technologiczne wskazują, w jaki sposób cechy nowych rozwiązań i technologii, takie jak kompatybilność, złożoność czy przewaga konkurencyjna, wpływają na decyzje o ich adaptacji. Czynniki organizacyjne, np. zasoby kadrowe, determinują zdolność do przyjmowania i skutecznego wdrażania nowych technologii. Z kolei czynniki środowiskowe odnoszą się do otoczenia, tj. do regulacji, konkurencji na rynku oraz trendów o znaczeniu nie tylko lokalnym, ale też globalnym.

6 Technology-Organization-Environment Framework, 2024, <https://open.ncl.ac.uk/academic-theories/23/technology-organization-environment-framework/>.

7 Diffusion of Innovations (DOI), 2024, <https://open.ncl.ac.uk/theories/8/diffusion-of-innovations/>.

FILAR I. Czynniki technologiczne⁸

Czynniki technologiczne odgrywają kluczową rolę w procesie wdrażania nowych technologii jądrowych, jeszcze niedostępnych komercyjnie takich jak małe reaktory modułowe (SMR) i reaktory IV generacji, szczególnie w kontekście transformacji energetycznej i dekarbonizacji. Nowoczesne rozwiązania oferują szereg unikalnych zalet, które czynią je bardziej atrakcyjnymi niż tradycyjne rozwiązania spotykane w dużych elektrowniach jądrowych.

Jedną z pryncypialnych zasad, które przyświecają projektom reaktorów SMR i IV generacji, jest poprawa efektywności energetycznej w stosunku do znanych już rozwiązań. Wykorzystanie jako chłodziwa gazu, ciekłych metali czy soli pozwala na osiąganie wyższych temperatur pracy lub redukcję ciśnienia w obiegu pierwotnym, co przekłada się na efektywniejsze wykorzystanie energii. Nowoczesne technologie reaktorów jądrowych dostosowano także do różnych potrzeb przemysłowych, co czyni je wszechstronnym narzędziem w transformacji energetycznej. Reaktory SMR chłodzone wodą mogą sprawdzić się w takich zastosowaniach jak ogrzewanie sieciowe, odsalanie wody czy produkcja wodoru. Z kolei reaktory chłodzone gazem, ciekłym metalem lub solami stopionymi, dzięki zdolności do generowania „wysokotemperaturowego” ciepła, doskonale nadają się do intensywnych procesów przemysłowych, takich jak produkcja stali, paliw syntetycznych oraz termochemiczne procesy produkcji wodoru. **Elastyczność ta umożliwia dostosowanie się do zróżnicowanych wymagań energetycznych przemysłu, szczególnie tam, gdzie można jednocześnie wykorzystać ciepło i energię produkowaną w elektrowniach jądrowych w ramach kogeneracji. Dzięki takiemu podejściu zwiększa się efektywność energetyczną instalacji do ponad 80% w porównaniu do tradycyjnych elektrowni jądrowych, które osiągają sprawność na poziomie około 33%, jeśli produkowana jest tylko energia elektryczna.** Kogeneracja pozwala także zredukować inwestycje kapitałowe dzięki unikaniu zbędnych przemian energii, poprawić elastyczność zakładów dzięki możliwości przełączania się między produkcją ciepła i energii elektrycznej, a także ograniczyć straty ciepła i zużycie wody, co przekłada się na mniejsze obciążenie dla środowiska.

Nowoczesne technologie reaktorów umożliwiają bardziej efektywne wykorzystanie (wypalenie) paliwa jądrowego. W przypadku reaktorów IV generacji oraz zaawansowanych SMR możliwe jest wykorzystanie np. paliwa MOX (Mixed Oxide Fuel). To rozwiązanie pozwala nie tylko zmniejszyć ilość wysokoaktywnych odpadów, ale również zmniejszyć zapotrzebowanie na nowe zasoby uranu. Rozwiązanie stosowane w tych reaktorach opiera się na **realizacji zamkniętego cyklu paliwowego, co wpisuje się również w koncepcję gospodarki o obiegu zamkniętym i stanowi kluczowy element globalnych celów zrównoważonego rozwoju.** Małe reaktory SMR (głównie generacji III+) czerpią z doświadczeń związanych z istniejącymi reaktorami badawczymi i elektrowniami jądrowymi. Dotyczy to m.in. zarządzania paliwem, odpadami i procedurami likwidacji obiektów jądrowych. **Wybór cyklu paliwowego dla reaktorów jądrowych często jest regulowany przez polityki rządowe, co może ograniczać swobodę wyboru technologii.** Wiele projektów SMR zakłada dłuższe cykle pracy między uzupełnieniami paliwa, co wiąże się z wyzwaniem w obszarze wydajności paliwa, zachowania elementów konstrukcyjnych oraz zarządzania zużytym paliwem. **Wczesne zaplanowanie cyklu paliwowego reaktorów SMR i reaktorów IV generacji, w tym infrastruktury, zarządzania odpadami, buduje zaufanie wśród interesariuszy takich projektów. Pozwala również na zminimalizowanie potencjalnych problemów technologicznych, środowiskowych i finansowych,** co ma fundamentalne znaczenie dla sukcesu nowoczesnych reaktorów jądrowych i powszechnego wykorzystania idei Coal-to-Nuclear. Jest to istotne zwłaszcza dla tych rozwiązań, które wprowadzają innowacyjne paliwa, takie jak paliwa metaliczne, węglkowe, azotkowe. Zastosowanie nowych rodzajów paliwa jądrowego wymaga stworzenia nowych obiektów przemysłowych do ich produkcji, przetwarzania i zarządzania nimi.

⁸ Small modular reactors. *Advances in SMR Developments*, IAEA, 2024, https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/p15790-PUB9062_web.pdf.

W tym kontekście konieczne jest opracowanie nowych technologii przetwarzania odpadów, transportu itd. Wszystko to wiąże się z koniecznością prowadzenia intensywnych badań, rozwoju i demonstracji technologii (R&D), które będą wspierały te przemysłowe rozwiązania w najbliższych dekadach. Wybierając więc technologię opartą na „niekonwencjonalnym paliwie jądrowym”, należy zaplanować również infrastrukturę do zarządzania wypalonym paliwem. Chociaż koncepcja „leasingu paliwa jądrowego”⁹ jest znana od ponad 20 lat, to wciąż pozostaje przedmiotem dyskusji i nie została nigdzie wdrożona. Jedną z jej zalet jest zmniejszenie początkowych nakładów inwestycyjnych i zapewnienie dostępu do zaawansowanej technologii krajom nieposiadającym rozwiniętej infrastruktury do zarządzania paliwem jądrowym. Takie rozwiązanie rodzi jednak wiele pytań dotyczących ram regulacyjnych, długoterminowej odpowiedzialności i zabezpieczeń przed rozprzestrzenieniem broni jądrowej¹⁰.

Zarówno małe modułowe reaktory (SMR), jak i reaktory IV generacji charakteryzują się wysokim poziomem bezpieczeństwa. Te nowoczesne reaktory są projektowane w sposób zapewniający tzw. bezpieczeństwo wbudowane (ang. *inherent safety*)¹¹, co oznacza, że ich konstrukcja sama w sobie zapobiega wystąpieniu awarii lub minimalizuje jej skutki bez konieczności interwencji człowieka czy działania systemów aktywnych. Reaktory SMR są zasadniczo projektowane tak, aby nie wymagały zewnętrznego źródła zasilania do utrzymania bezpieczeństwa. Mimo to wciąż przewiduje się dostarczanie energii w celu monitorowania ich stanu w sytuacjach awaryjnych, takich jak utrata zasilania zewnętrznego. Dotyczy to nawet tych jednostek, które wykorzystują zaawansowane, pasywne systemy bezpieczeństwa¹². Przykładem może być wykorzystanie naturalnej cyrkulacji chłodziwa w obiegu pierwotnym, co pozwala na skuteczne odprowadzanie ciepła bez potrzeby działania pomp mechanicznych. Reaktory IV generacji również posiadają zaawansowane systemy bezpieczeństwa, które opierają się na innowacyjnych rozwiązaniach technologicznych. Na przykład w przypadku nadmiernego wzrostu temperatury reaktor automatycznie zmniejsza moc lub się wyłącza. Reaktory IV generacji często wykorzystują również innowacyjne chłodziwa, takie jak ciekłe metale (np. sód, ołów) czy sole stopione, które mają lepsze właściwości termodynamiczne niż tradycyjna woda. Dzięki temu mogą efektywniej odprowadzać ciepło z rdzenia reaktora, zmniejszając ryzyko przegrzania i uszkodzenia paliwa. Dodatkowo zastosowanie zaawansowanych materiałów konstrukcyjnych zwiększa odporność reaktora na korozję, wysokie temperatury i promieniowanie, co wydłuża jego żywotność i poprawia bezpieczeństwo eksploatacji. **Wszystkie te rozwiązania mają na celu nie tylko zapobieganie awariom, ale także minimalizację potencjalnych skutków dla ludzi i środowiska w przypadku ich wystąpienia. Ich pasywna konstrukcja buduje większe zaufanie społeczne, podkreślając zdolność tych reaktorów do automatycznego reagowania na potencjalne zagrożenia bez potrzeby ludzkiej ingerencji.**

Podsumowując, kluczowe czynniki technologiczne, które mogą wpłynąć na akceptację nowoczesnych reaktorów jądrowych generacji III+ i IV, to większa wydajność, lepsze zabezpieczenia oraz bardziej efektywna gospodarka paliwem jądrowym w porównaniu do obecnie eksploatowanych wielkoskalowych reaktorów jądrowych. Innowacje w energetyce jądrowej systematycznie eliminują wcześniejsze ograniczenia, czyniąc ją coraz bardziej konkurencyjną i dostosowaną do współczesnych potrzeb energetycznych.

FILAR II. Czynniki organizacyjne

Wdrażając nowe technologie, należy zarządzać zasobami, rozwijać infrastrukturę oraz zapewniać odpowiednie szkolenia, aby efektywnie wykorzystać potencjał nowoczesnych technologii reaktorów jądrowych

9 D.L. Pentz, R. Stoll, *Commercial Nuclear Fuel Leasing - The Relationships to Nonproliferation and Repository Site Performance*, 2007.

10 V.H. Reis i in., *Nuclear fuel leasing, recycling and proliferation. Modeling a global view*, March 2004, <https://www.osti.gov/servlets/purl/15009811-OR9gV1/native/>.

11 Report applicability of the safety objectives to SMRs, WENRA RHWG, 12.01.2021, https://www.wenra.eu/sites/default/files/publications/WENRA_RHWG_Report_on_applicability_of_safety_objectives_to_SMR.PDF.

12 A. Strupczewski, *Propozycje zmian w wymaganiach bezpieczeństwa MAEA dotyczące małych reaktorów modułowych (SMR)*, „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” 2023, nr 3.

III+ i IV generacji. Proces ten wymaga zintegrowanego rozwiązania, które łączy strategię inwestycyjną z planowaniem operacyjnym i długoterminowym zarządzaniem cyklem życia obiektu jądrowego. To spójne podejście powinno mieć odzwierciedlenie zarówno w otoczeniu regulacyjnym i strategicznym państwa i biznesu, umożliwiając skorzystanie z różnych źródeł wsparcia inwestycyjnego i operacyjnego oraz dostępnych narzędzi finansowania projektów wykorzystujących technologie Coal-to-Nuclear.

Jednym z kluczowych wyzwań jest zapewnienie dostępu do odpowiednich zasobów finansowych, ludzkich i technologicznych. Więcej o sposobach finansowania w rozdziale 5 niniejszego raportu. Reaktory SMR, dzięki mniejszej skali inwestycji w porównaniu z tradycyjnymi elektrowniami jądrowymi, mogą przyciągnąć szersze grono inwestorów, w tym prywatne firmy i lokalne samorządy. Inwestycje mogłyby być realizowane w ramach partnerstw publiczno-prywatnych. **Otwiera to możliwość realizacji projektów energetycznych w regionach z ograniczonym budżetem lub o specyficznych potrzebach energetycznych, np. tam, gdzie pilnie jest potrzebna transformacja energetyczna.**

Reaktory IV generacji wciąż wymagają znacznych nakładów na badania i rozwój (R&D) oraz współpracy międzynarodowej w zakresie technologii. Wspólne inicjatywy rządów europejskich (np. projekty EVOL, MYRRHA, ALLEGRO) mogą przyczynić się do szybszego wdrożenia tych technologii, dzieląc koszty i ryzyko między różne podmioty. Takie działania mogą wzmocnić gospodarkę europejską poprzez zwiększenie innowacyjności w sektorze energetycznym, redukcję uzależnienia od zewnętrznych dostawców surowców oraz wsparcie lokalnych przedsiębiorstw, takich jak producenci zaawansowanych materiałów czy technologii cyfrowych, w łańcuchu dostaw. **Tworzenie stabilnych i wysokowartościowych miejsc pracy w ramach tego łańcucha wartości przyczyni się do rozwoju regionalnego i zwiększenia konkurencyjności gospodarki europejskiej na globalnym rynku.** Dlatego też istotne jest dążenie do usytuowania produkcji kluczowych elementów w maksymalnym stopniu na terenie wspólnoty europejskiej. **Kooperacja na poziomie unijnym może być kluczem do wytworzenia odpowiedniego potencjału do rozwijania specjalistycznych instalacji, takich jak zaawansowane zakłady produkcji i przetwarzania paliwa czy magazynowania odpadów, w kontekście wzrastającego zapotrzebowania na niskoemisyjne źródła energii i unijnej strategii bezpieczeństwa energetycznego.** **Wspólne działania państw członkowskich umożliwiłyby optymalizację kosztów, transfer technologii oraz przyspieszenie wdrażania innowacyjnych rozwiązań w zakresie gospodarki paliwem jądrowym i zarządzania odpadami promieniotwórczymi.** **Integracja wysiłków w ramach europejskich programów badawczo-rozwojowych oraz wsparcie finansowe ze środków UE mogłyby znacząco zwiększyć konkurencyjność sektora jądrowego na poziomie globalnym.**

Rozwój SMR i reaktorów IV generacji wymaga intensywnych inwestycji w kształcenie specjalistycznych kadr związanych z przemysłem jądrowym. Proces ten wymaga o wiele większej intensyfikacji niż w przypadku rozwoju energetyki jądrowej opartej tylko na kilku dużych blokach jądrowych generacji III+. Doświadczenia z wdrażania energetyki jądrowej w Zjednoczonych Emiratach Arabskich¹³ pokazują, że brak odpowiedniego przygotowania kadrowego może opóźnić uruchomienie elektrowni, jednak odpowiedzialność za to spoczywa na inwestorze, a nie na dostawcy technologii. W nowych programach jądrowych kluczowe jest włączenie dostawcy i generalnego wykonawcy w proces odpowiedzialności za realizację projektu. Ważne jest także podkreślanie aspektów bezpieczeństwa oraz zaangażowanie lokalnych społeczności i środowisk inżynierskich. Jakość i dbałość o standardy powinny być priorytetem na każdym etapie realizacji projektu. Programy edukacyjne i szkoleniowe muszą być dostosowane do specyfiki nowych technologii, w tym ich modularności, pasywnych systemów bezpieczeństwa i bardziej zaawansowanych paliw. **W Polsce kluczową rolę w tym procesie mogą odegrać TSO (Technical Support Organization), czyli organizacje zapewniające wsparcie techniczne i merytoryczne dla nadzorujących organów regulacyjnych.** Od lat trzy instytucje: Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Narodowe Centrum Badań Jądrowych i Centralne

13 UAE Announces Delay To Barakah-1 Commissioning, 5.05.2017, <https://www.nucnet.org/news/uae-announces-delay-to-barakah-1-commissioning>.

Laboratorium Ochrony Radiologicznej, są zainteresowane współpracą jako TSO z Państwową Agencją Atomistyki (PAA) przy wspieraniu realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). W ostatnich latach szereg instytucji uzyskało autoryzację PAA potwierdzającą wysoką jakość świadczonych przez nie prac na rzecz bezpieczeństwa jądrowego¹⁴. Posiadanie autoryzacji prezesa PAA otwiera zainteresowanym ośrodkom naukowym drogę do ubiegania się o rolę TSO dla PAA w Programie polskiej energetyki jądrowej. Istotny jest fakt, że w Polsce istnieje ograniczona liczba instytucji o skończonym potencjale kadrowym, które mogą uzyskać autoryzację i świadczyć usługi wsparcia jako TSO. Stwarza to również problem w zakresie dostępności zasobów krajowych w ramach prac wykonywanych dla inwestora. Unbundling, czyli rozdział funkcji regulacyjnych, technicznych i operacyjnych, jest kluczowym aspektem w budowie niezależnego systemu wsparcia technicznego (TSO) dla energetyki jądrowej. W zakresie TSO oznacza to, że organizacje świadczące usługi doradcze, analityczne czy w szczególności kontrolne muszą działać niezależnie od inwestorów i dostawców technologii jądrowych. Taki rozdział jest istotny, aby zapewnić obiektywność i niezależność w ocenie bezpieczeństwa oraz zgodności technologii z regulacjami. **Unbundling buduje zaufanie zarówno wśród regulatorów, jak i społeczeństwa, eliminując potencjalne konflikty interesów między podmiotami technicznymi, inwestorami i dostawcami technologii. W związku z tym konieczne jest wzmocnienie kadrowe instytucji o aspiracjach TSO i doradczych zarówno pod względem liczby specjalistów, jak i ich kompetencji w zakresie nowoczesnych technologii jądrowych, regulacji bezpieczeństwa oraz zarządzania cyklem paliwowym.** Kluczowe jest opracowanie programów szkoleniowych i rozwojowych, które pozwolą na pozyskanie i utrzymanie wysoko wykwalifikowanych ekspertów, zdolnych do wspierania organów nadzoru oraz decydentów w procesie oceny i wdrażania nowych projektów jądrowych. W dłuższej perspektywie strategiczne wzmocnienie instytucji pozwoli na zwiększenie niezależności krajowego systemu doradczego i nadzorczego, co przełoży się na skuteczniejsze zarządzanie projektami jądrowymi oraz lepsze dostosowanie się do dynamicznych zmian w sektorze energetyki jądrowej. Rząd powinien w swoich strategicznych dokumentach uwzględnić różne scenariusze rozwoju energetyki jądrowej, w tym ścieżkę Coal-to-Nuclear. W tym kontekście niezbędna jest natychmiastowa aktualizacja *Planu rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej*¹⁵ z 2023 r., który nie odzwierciedla w pełni rozwoju projektów jądrowych poza spółką Polskie Elektrownie Jądrowe, tj. nie przewiduje scenariusza, w którym inwestycje w energetyce jądrowej są realizowane w ramach publiczno-prywatnych przedsięwzięć, jak byłoby w przypadku inwestycji w SMR, lub są elementem szerszej transformacji energetycznej, niż przewiduje to Program Energetyki Jądrowej Polski z 2020 r.

W przypadku TSO w energetyce jądrowej rozdział odpowiedzialności między inwestorów, regulatorów i organizacje techniczne może wzorować się na unbundlingu z sektora energetycznego lub kolejowego, w których funkcje zarządcze i wykonawcze są wyraźnie rozdzielone, a nadzór sprawują niezależne organy, np. PAA. Polski sektor jądrowy, korzystając z tych doświadczeń, może zbudować system TSO oparty na przejrzystości, bezpieczeństwie i zgodności z międzynarodowymi standardami.

Transformacja energetyczna niesie za sobą liczne wyzwania społeczne, w tym konieczność restrukturyzacji rynków pracy, zmianę źródeł dochodów lokalnych społeczności oraz adaptację do nowych technologii. Zamykanie elektrowni węglowych często prowadzi do problemów społeczno-ekonomicznych, takich jak utrata miejsc pracy, zmniejszenie wpływów z podatków lokalnych czy degradacja infrastruktury wokół przemysłu węglowego. **W regionach, gdzie przemysł węglowy odgrywał kluczową rolę przez dekady, może to skutkować poczuciem marginalizacji społecznej i oporem wobec transformacji. Idea Coal-to-Nuclear może pomóc złagodzić te negatywne skutki.** W aspekcie lokalnym pracownicy elektrowni węglowych, w szczególności zaangażowani w pracę przy gospodarkach niewęglowych mogą zostać przeszkoleni do

14 Pięć instytucji eksperckich z autoryzacją Prezesa PAA, 11.08.2022, <https://www.gov.pl/web/paa/piec-instytucji-eksperckich-z-autoryzacja-prezesa-paa>.

15 Krajowy „Plan rozwoju zasobów ludzkich na potrzeby energetyki jądrowej” zatwierdzony przez minister klimatu i środowiska, 8.12.2023, <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-rozwoju-zasobow-ludzkich-na-potrzeby-energetyki-jadrowej-zatwierdzony-przez-minister-klimatu-i-srodowiska>.

pracy przy nowych instalacjach, co zminimalizuje ryzyko bezrobocia w regionie. Przykładowo, inżynierowie czy technicy mogą z powodzeniem zaadaptować swoje umiejętności do pracy w sektorze jądrowym, jeśli zostaną stworzone odpowiednie programy przekwalifikowania. Przy czym sygnałem do tworzenia takich projektów edukacyjnych przez jednostki uczelniane czy też kształcenia zawodowego musi być jasny przekaz państwa, że jest to jedna ze ścieżek transformacji społeczno-pracowniczej w regionach historycznie silnie związanych z paliwami konwencjonalnymi. W tym zakresie **Platforma Transformacji Energetyki DEsire¹⁶ może stać się czołowym hubem wiedzy i kształcenia w Polsce w zakresie dekarbonizacji, integrując działania akademickie, przemysłowe oraz administracyjne w celu efektywnego wspierania transformacji energetycznej.**

Podsumowując, wdrożenie w Polsce reaktorów generacji III+ i IV, w tym SMR wymaga kompleksowego podejścia organizacyjnego, które uwzględni zarządzanie zasobami, rozwój infrastruktury, kształcenie kadr oraz uwzględnienie lokalnych czynników. **Dzięki temu nowoczesne technologie jądrowe mają szansę stać się fundamentem zrównoważonej i niskoemisyjnej energetyki przyszłości. Przygotowanie planu i sukcesywne wdrażanie rozwiązań systemowych będzie sprzyjać wdrażaniu innowacji i ich akceptacji.**

FILAR III. Czynniki środowiskowe

W kontekście dekarbonizacji kluczowe jest, aby SMR i reaktory IV generacji były postrzegane jako bezpieczne i efektywne sposoby na obniżenie emisji. Wdrażanie tych technologii zależy od wsparcia rządowego, społecznej akceptacji i odpowiednich regulacji prawnych. SMRy, z uwagi na mniejszą moc, mogą lepiej dopasować się do lokalnych potrzeb energetycznych, co umożliwi bardziej zrównoważone podejście do redukcji emisji w różnych regionach. Istotne jest więc promowanie ścieżki Coal-to-Nuclear nie tylko ze względu na wspomniane wcześniej istotne zalety technologii jądrowej, ale też pozytywny wpływ na lokalną i krajową gospodarkę.

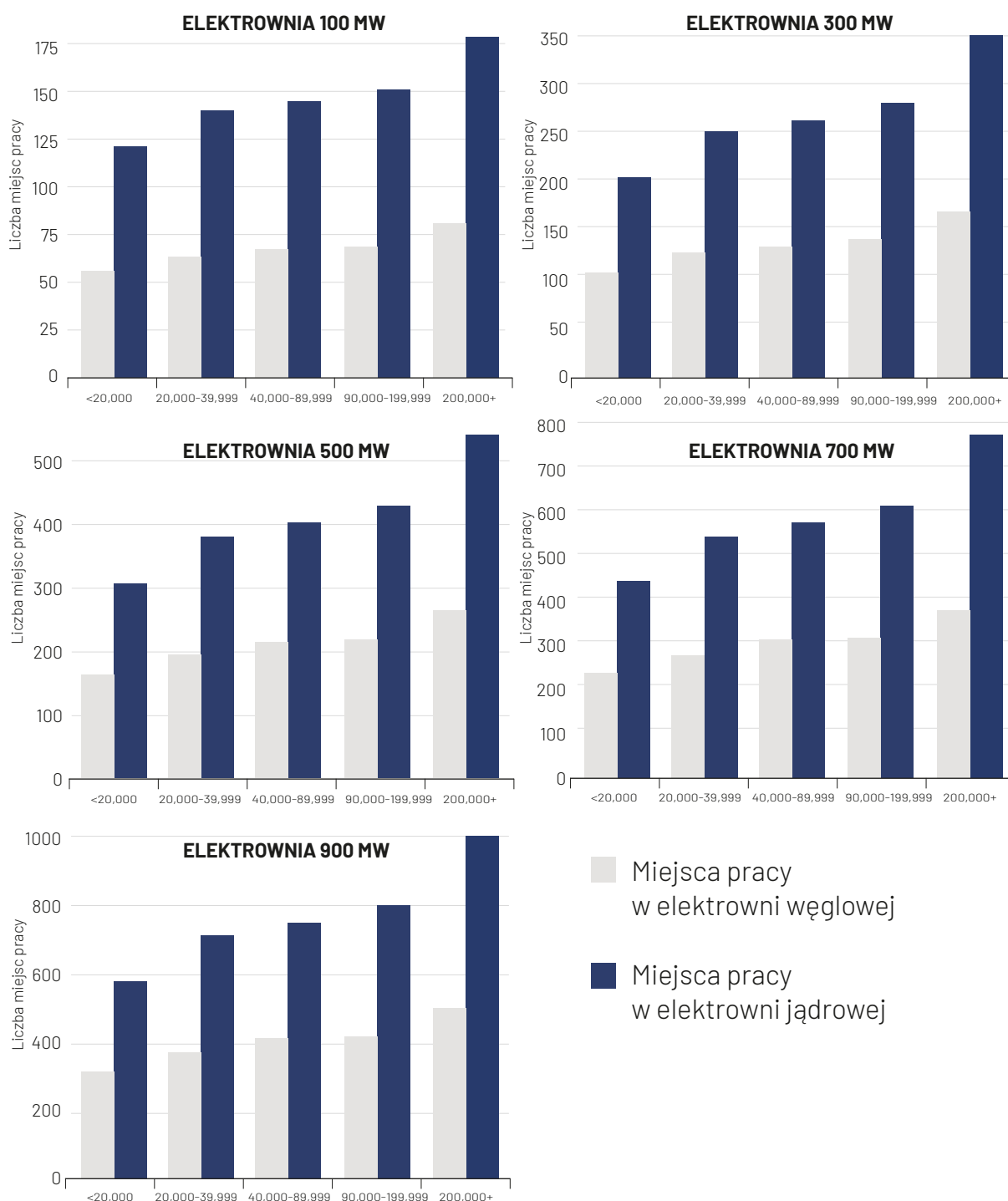
Technologie jądrowe generują stabilne miejsca pracy na wysokim poziomie technologicznym, co może przyciągnąć nowych inwestorów do regionu i wspierać rozwój lokalnych gospodarek¹⁷. Elektrownia jądrowa o takiej samej mocy jak zastępowana elektrownia węglowa zatrudniłaby więcej osób i stworzyłaby dodatkowe długoterminowe miejsca pracy. Retrofit jądrowy zwiększa również dochód bezpośredni (wyższe płace niż w sektorze energetyki konwencjonalnej) oraz pośredni (podatki) społeczności lokalnej i regionu. Jak pokazują wyniki amerykańskich badań, pozytywne wyniki retrofitu jądrowego będzie można zauważyć w przypadku każdej inwestycji bez względu na jej wielkość¹⁸. Można przewidywać, że i w Polsce również byłby to zauważalnie pozytywny efekt, choć obecnie trudny do pomiaru z uwagi na ewentualną synergiczność tworzenia nowej gałęzi gospodarki i miejsc pracy w wyniku realizacji jądrowych projektów pełnoskalowych, SMR oraz tych zorientowanych na retrofit. Więcej o wpływie projektów jądrowych na powstawanie nowych miejsc pracy można znaleźć w raporcie Instytutu Sobieskiego *Energetyka jądrowa dla Polski*.

16 Porozumienie założycielskie Platformy Transformacji Energetyki DEsire, <https://projektdesire.pl/porozumienie-zalozycielskie-platfomy-transformacji-energetyki-desire/>.

17 *Energetyka jądrowa dla Polski*, Instytut Sobieskiego, 27.11.2020, <https://sobieski.org.pl/energetyka-jadrowa-dla-polski/>.

18 *Coal-to-Nuclear transitions. An information guide*, U.S. Department of Energy, <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-05/Coal-to-Nuclear%20Transitions%20An%20Information%20Guide.pdf>.

WYK. 2 **GENERACJA NOWYCH MIEJSC W ZALEŻNOŚCI OD WIELKOŚCI RETROFITU I LOKALNEJ POPULACJI¹⁹**



ŹRÓDŁO: U.S. Department of Energy.

¹⁹ Coal-to-Nuclear transitions. An information guide, U.S. Department of Energy, <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-05/Coal-to-Nuclear%20Transitions%20An%20Information%20Guide.pdf>.

Na podstawie amerykańskich prognoz wpływu retrofitu jądrowego można zauważyć, że różnica w liczbie miejsc pracy na korzyść energetyki jądrowej rośnie wraz ze wzrostem mocy elektrowni. W większych populacjach powstaje więcej miejsc pracy, co może wynikać z większych potrzeb lokalnej infrastruktury i bardziej złożonych usług towarzyszących. W związku z tym w regionach o większej gęstości zaludnienia i wysokim stopniu uprzemysłowienia przejście na energetykę jądrową przyniesie bardziej zauważalne korzyści niż na obszarach mniej rozwiniętych, gdzie elektrownie jądrowe staną się punktem wyjścia do tworzenia nowych społeczności i infrastruktury²⁰

W dłuższej perspektywie retrofit jądrowy może przyczynić się do poprawy jakości życia nie tylko dzięki redukcji zanieczyszczeń powietrza na obszarach energetyki i przemysłu, ale też przez to, że będzie zachęcał do elektryfikacji ciepłownictwa, co przyczyni się do ograniczenia niskiej emisji. Jest to kluczowe dla zdrowia mieszkańców regionów, które dotychczas były silnie uzależnione od przemysłu węglowego.

Transformacja oparta na Coal-to-Nuclear nie powinna być postrzegana jako zagrożenie, ale jako szansa na rozwój i modernizację. Rząd powinien promować ją jako prawdziwie sprawiedliwe rozwiązanie dla potrzeb transformacji, które może zabezpieczyć regiony silnie uprzemysłowione przed zubożeniem. Ścieżka Coal-to-Nuclear bezpośrednio przyczynia się do redukcji emisji zanieczyszczeń, co stanowi zachętę do wykorzystywania nowych technologii w regionach silnie zurbanizowanych i o silnym oddziaływaniu na środowisko. Energetyka jądrowa jest motorem dla rozwoju regionu i edukacji. Lepsza edukacja prowadzi natomiast do dalszego zrównoważonego rozwoju.

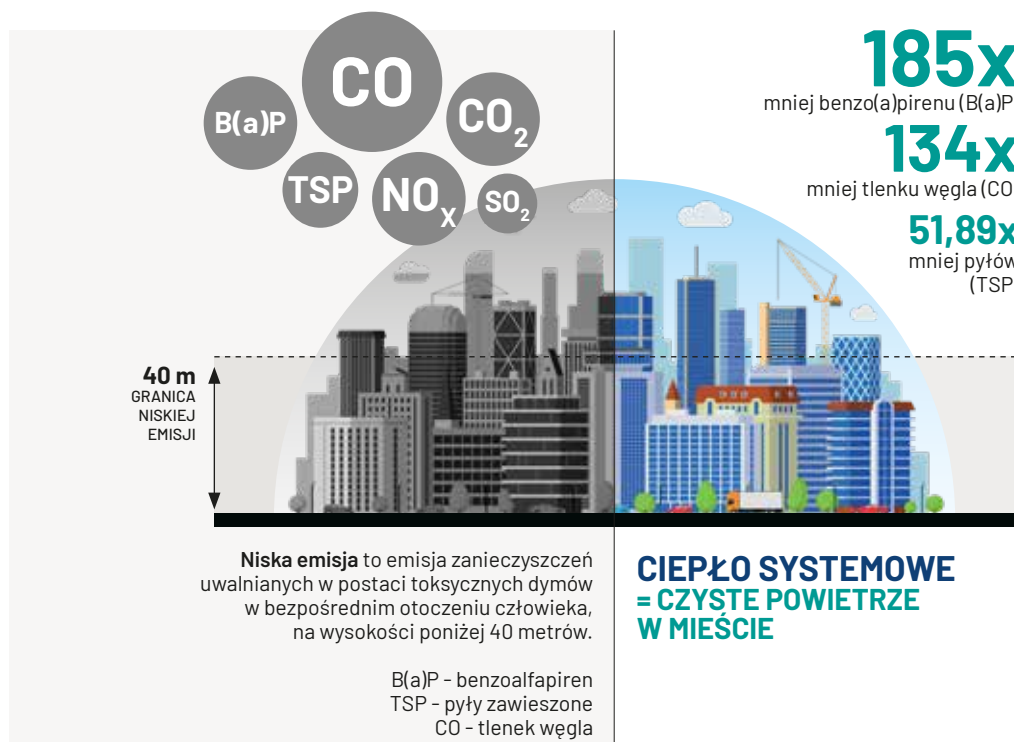
RYS. 1 **ŹRÓDŁA EMISJI PYŁU PM10**



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie Alarm. Smogowy

²⁰ Coal-to-Nuclear transitions. An information guide, U.S. Department of Energy, <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-05/Coal-to-Nuclear%20Transitions%20An%20Information%20Guide.pdf>.

RYS. 2 WPŁYW CIEPŁA SYSTEMOWEGO NA OGRANICZENIE NISKIEJ EMISJI



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie Polski Alarm Smogowy.

Innym istotnym aspektem hamującym lub przyspieszającym daną innowację są regulacje i ich elastyczność oraz nadążanie za popytem i podażą rynkową. Więcej o tym piszemy w kolejnym rozdziale niniejszego raportu.

Powyższy model ma na celu identyfikację kluczowych obszarów wymagających wzmocnienia dla wprowadzenia ścieżki Coal-to-Nuclear w ramach polskiej transformacji energetycznej. Model ten powinien być dostosowany do potrzeb odbiorcy, tj. do specyfiki organów rządowych (kreujących polityki ogólnokrajowe) czy też inwestorów. Efektem jego zastosowania powinno być uzyskanie poparcia społecznego oraz wykreowanie pozytywnego otoczenia inwestycji.

3.1.2. TEORIA ROZPRZESTRZENIANIA INNOWACJI (DIFFUSION OF INNOVATIONS THEORY) – EVERETT ROGERS

Teoria Rogersa może opisywać akceptację reaktorów III+ i IV generacji, w tym SMR jako narzędzi dekarbonizacji przez różne grupy społeczne, uwzględniając pięć kluczowych aspektów. Natomiast obecny stan wiedzy o akceptacji energetyki jądrowej w Polsce przedstawiono w raporcie *Coal-to-Nuclear dla Polski. Diagnoza społeczna*.

Aspekt 1. Relatywna przewaga

Technologie jądrowe mogą odegrać istotną rolę w dekarbonizacji, zwłaszcza jeśli będą postrzegane jako komplementarne lub bardziej efektywne w określonych warunkach w porównaniu z innymi metodami redukcji emisji, takimi jak odnawialne źródła energii (OZE). Relatywna przewaga energetyki jądrowej wynika przede wszystkim ze zdolności do stabilnej i ciągłej produkcji energii, niezależnej od warunków atmosferycznych,

RYS. 3 EFEKTYWNOŚĆ I ZUŻYCIE PALIWA W RÓŻNYCH TYPACH ELEKTROWNI

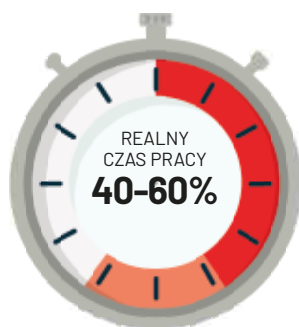
1 ROK PRACY ELEKTROWNI O MOCY **1 GW** PRZY 90% WYKORZYSTANIA MOCY ROCZNIE



ELEKTROWNIA JĄDROWA



ELEKTROWNIA GAZOWA



ELEKTROWNIA WĘGLOWA

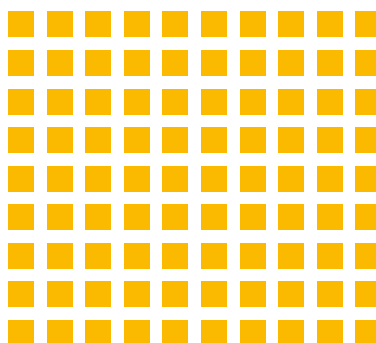


PALIWO KONIECZNE DO ZAPEWNIENIA PRACY ELEKTROWNI

Nowoczesne reaktory jądrowe mogą działać bez przerwy przez 18-24 miesiące na jednym załadunku paliwa, a ich eksploatacja jest przewidziana na 60-80 lat.

JEDEN
BASEN OLIMPIJSKI
MÓGŁBY POMIEŚCIĆ PONAD
15 000 KASET PALIWOWYCH,
CO WYSTARCZYŁOBY NA
~270 LAT PRACY
ELEKTROWNI JĄDROWEJ

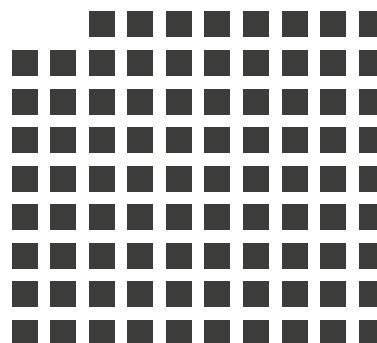
 = 100 BASENÓW OLIMPIJSKICH WYPEŁNIONYCH LNG



ROCZNE ZAPOTRZEBOWANIE:

1,35 MLD M³ GAZU LUB 2,25 MLN M³ LNG
900 BASENÓW OLIMPIJSKICH
WYPEŁNIONYCH LNG

 = 100 BASENÓW OLIMPIJSKICH WYPEŁNIONYCH WĘGLEM



ROCZNE ZAPOTRZEBOWANIE:

2,9 MLN TON WĘGLA
880 BASENÓW OLIMPIJSKICH

ŹRÓDŁO: Opracowanie własne.

co czyni ją kluczowym elementem podstawy systemu elektroenergetycznego. Energetyka jądrowa gwarantuje wysoką efektywność wykorzystania mocy (ponad 90% w ciągu roku), umożliwiając zaspokojenie stałego zapotrzebowania na energię, co jest niezbędne dla gospodarki, przemysłu oraz infrastruktury krytycznej. W przeciwieństwie do źródeł odnawialnych, które wymagają dużych mocy rezerwowych lub magazynowania energii, elektrownie jądrowe zapewniają nieprzerwaną i przewidywalną produkcję, co zwiększa stabilność systemu elektroenergetycznego i zmniejsza ryzyko niedoborów mocy. W efekcie energetyka jądrowa jako podstawa miksu energetycznego jest mniej wymagająca w zakresie zapewnienia mechanizmów elastyczności. Nowoczesne reaktory jądrowe mogą działać bez przerwy przez 18–24 miesiące na jednym załadunku paliwa, a ich eksploatacja jest przewidziana na 60–80 lat.

Ponadto niskoemisyjność technologii jądrowych stanowi ich kluczowy atut w kontekście dążeń do neutralności dla klimatu – produkcja energii z atomu wiąże się z minimalnym śladem węglowym na jednostkę energii, co wspiera globalne cele redukcji emisji CO₂. Jest on porównywalny do śladu węglowego generowanego przez OZE. Rozwój małych reaktorów modułowych (SMR) otwiera nowe możliwości integracji jądrowej z różnymi modelami systemu elektroenergetycznego, również na poziomie lokalnym.

Wdrożenie nowoczesnych technologii jądrowych wymaga uświadomienia społeczeństwu i decydom korzyści, jakie niosą one dla środowiska (niskoemisyjność), oraz ich pozytywnego wpływu na system elektroenergetyczny i bezpieczeństwo energetyczne.

Aspekt 2. Kompatybilność

Akceptacja technologii jądrowych wzrośnie, jeśli będą one zgodne z potrzebami, wartościami i oczekiwaniami społeczeństwa, zwłaszcza w kontekście bezpieczeństwa i ekologii. W Polsce, kraju o dużym zapotrzebowaniu na czystą energię, gdzie zachodzi pilna potrzeba budowy nowych źródeł wytwórczych, retrofit jądrowy może być postrzegany jako rozwiązanie kompatybilne z długoterminowymi celami transformacyjnymi. Implementacja ścieżki Coal-to-Nuclear wymaga jednak pełnej kompatybilności z rządowymi dokumentami strategicznymi, które określają politykę energetyczną państwa, kierunki rozwoju infrastruktury oraz mechanizmy finansowania projektów jądrowych, takimi jak m.in. *Polityka energetyczna Polski, Krajowy plan na rzecz energii i klimatu* oraz *Polski program energetyki jądrowej*. W przeciwnym razie inwestycje te będą postrzegane jako sprzeczne z interesem obywateli Polski oraz obciążone wysokim ryzykiem finansowym.

Aspekt 3. Złożoność

Im prostsza i łatwiejsza do zaimplementowania jest technologia, tym łatwiej zdobywa akceptację. Reaktory SMR są teoretycznie mniej złożone niż tradycyjne, duże elektrownie jądrowe. Prawdopodobnie ten aspekt pozwoli na szybsze i bardziej elastyczne ich wdrożenie, np. w regionach, gdzie istnieją pilne potrzeby energetyczne, wynikające z transformacji.

Tym, co wybrzmiewa m.in. z raportu *Coal-to-Nuclear dla Polski. Diagnoza społeczna*, jest konieczność transparentnej i językowo dostosowanej do odbiorców komunikacji. **Kluczowe jest ograniczenie postrzegania technologii jądrowej jako „niesamowicie złożonej i skomplikowanej” oraz prezentowanie jej w pozytywnym świetle – jako przyjaznej, inteligentnej i łatwej w zarządzaniu.** Prezentacje technologii, wizyty edukacyjne, seminaria i symulacje pomagają w przełamaniu postrzegania złożoności technologicznej i zwiększeniu zaufania społecznego.

Aspekt 4. Próba

Możliwość przetestowania idei Coal-to-Nuclear i jej wdrożenie na małą skalę mogłyby zwiększyć akceptację technologii i zachęcić inwestorów do tego typu projektów. Problemem jest obecnie brak możliwości zademonstrowania działającego łańcucha wartości i inwestycji. Wymagane jest więc **wsparcie rządu i europejskich instytucji dla pilotażowych instalacji w określonych regionach, szczególnie tych wymagających transformacji, lub w społecznościach, które chcą przejść na niskoemisyjne źródła energii. Polska w tym kontekście należy do grupy „wczesnej większości”,** czyli państw lub organizacji zainteresowanych poprawą stabilności energetycznej i redukcją emisji, które są bardziej ostrożne, ale widzą potencjał retrofitu jądrowego po udanych próbach pilotażowych.

Aspekt 5. Obserwowalność

„Widoczność” korzyści płynących z Coal-to-Nuclear ma ogromne znaczenie dla ich szerokiego przyjęcia. Jeśli społeczności i decydenci będą mogli zobaczyć lub oszacować efekty retrofitu jądrowego, będą bardziej skłonni akceptować tę technologię. Dlatego konieczne jest **wspieranie wszelkich inicjatyw Coal-to-Nuclear, od projektów badawczo-naukowych, takich jak projekt DEsire, przez instalacje pilotażowe, po sprzyjające otoczenie biznesowe oparte na zachętach inwestycyjnych i operacyjnych.**

PODSUMOWANIE

Zastosowanie modelu Rogersa do ścieżki Coal-to-Nuclear pokazuje, że technologia jądrowa może zostać zaakceptowana, ale wymaga wyeksponowania przewag, wpisania w strategię rządowe, zmniejszenia postrzeganej złożoności, stworzenia projektów pilotażowych oraz zapewnienia widocznych sukcesów. Strategiczne podejście do wdrażania takiej transformacji zwiększy jej szanse na powodzenie i ułatwi proces dekarbonizacji w Polsce. Kluczowe będzie także budowanie świadomości społecznej poprzez edukację i rzetelną informację na temat bezpieczeństwa oraz długoterminowych korzyści wynikających z energetyki jądrowej. Wsparcie międzynarodowych instytucji i partnerów technologicznych może dodatkowo przyspieszyć wdrażanie ścieżki Coal-to-Nuclear poprzez transfer wiedzy i zapewnienie stabilnych ram finansowych. Dzięki odpowiednim mechanizmom legislacyjnym i inwestycyjnym Polska ma szansę stać się liderem we wdrażaniu transformacji Coal-to-Nuclear w Europie, zwiększając swoją niezależność energetyczną i stabilność systemu elektroenergetycznego.

4. ASPEKTY PRAWNO-REGULACYJNE



4.1 WYMAGANIA STAWIANE OBIEKTOM JĄDROWYM. UNIFIKACJA I STANDARYZACJA WYMAGAŃ DOTYCZĄCYCH OBIEKTÓW JĄDROWYCH

Lokalizacja elektrowni jądrowej, bez względu na jej wielkość, wymaga przeprowadzenia szczegółowych badań dotyczących tektoniki, sejsmiczności, hydrologii, meteorologii, demografii oraz środowiska. Wynika to z naczelnej zasady budowy obiektów jądrowych – dążenia do ograniczenia dawek promieniowania pochłoniętych przez indywidualne osoby oraz ogół ludności, zgodnie z zasadą ALARA (ang. *as low as reasonably achievable*). Zgodnie z aktualnym stanem prawnym (stan na wrzesień 2024) oceny tej dokonuje się na podstawie ustawy Prawo atomowe (Dz.U. 2024 poz. 1277)²¹ oraz Rozporządzenia 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)²². W ramach projektu DESire fazy A analiza lokalizacyjna została oparta na aktualnym stanie prawnym (2022 rok)²³, który nie rozróżnia „zaawansowania” technologii, przez co tak samo są traktowane zarówno duże reaktory jądrowe, jak i SMR. Obecne polskie prawo jądrowe opiera się na Prawie atomowym, które obowiązuje od 1986 r. i zostało zaktualizowane w 2000 r., uwzględniając postęp technologiczny oraz zobowiązania międzynarodowe. Jego treść została uzupełniona licznymi nowelizacjami, w tym ostatnią z 2023 r., oraz kilkudziesięcioma rozporządzeniami regulującymi szczegółowe wymagania dla różnych etapów cyklu życia obiektów jądrowych, przy czym głównym celem było „ułatwienie” realizacji inwestycji w lokalizacji Lubiatowo–Kopalino.

Obecność aktywnego uskoku tektonicznego w pobliżu planowanej lokalizacji elektrowni jest czynnikiem wykluczającym ze względu na ryzyko trzęsień ziemi. Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (MAEA) w swoich wytycznych (np. Safety Standards Series No. NS-R-3, Site Evaluation for Nuclear Installations) jasno określa, że lokalizacje w pobliżu aktywnych uskoków powinny być odrzucone. Ma to również przełożenie na prawo polskie. W szczególności niemożliwe jest posadowienie elektrowni jądrowej, dla której w regionie lokalizacji (w odległości 30 km) w ciągu ostatnich 60 lat była lub jest prowadzona działalność polegająca na wydobywaniu kopaliny, działalność polegająca na podziemnym bezzbiornikowym magazynowaniu substancji lub podziemnym składowaniu odpadów lub inna działalność, która mogłaby spowodować zagrożenie bezpieczeństwa obiektu jądrowego przez indukowanie aktywności sejsmicznej. Zapis ten aktualnie wyklucza większość obszarów znajdujących się na terenie województw: śląskiego, opolskiego, małopolskiego i łódzkiego, gdzie mamy do czynienia z historyczną i aktualną działalnością górniczą. Tapnięcia

21 Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 10 lipca 2024 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo atomowe, Dz.U. 2024 poz. 1277, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20240001277>.

22 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, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20120001025>.

23 A. Miśkiewicz, D. Chmielewska-Śmietanko, T. Smoliński, *Dekarbonizacja energetyki opartej na węglu w Polsce poprzez zastosowanie modułowych reaktorów jądrowych*, „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” 2023, nr 1.

to groźne zjawiska, które mogą wystąpić po zamknięciu kopalni w wyniku zmian ciśnienia w górotworze. Aby temu zapobiec, stosuje się technologie zmniejszające naprężenia w skałach oraz odpowiednie technologie zasypywania wyrobisk. Proces likwidacji kopalni i zabezpieczenia terenu to długotrwałe działania, które często są prowadzone przez wiele lat po zakończeniu eksploatacji. Ich celem jest zarówno ochrona środowiska, jak i zapewnienie bezpieczeństwa ludności oraz infrastruktury w rejonie dawnej kopalni.

W wyniku przyszłego zamykania kopalń, w szczególności tych znajdujących się na terenach nastawionych na implementację Coal-to-Nuclear, konieczne jest prowadzenie działań rekultywacyjnych, które pozwolą na przyszłe wykorzystanie terenu dla przemysłu, ale również ograniczenie oddziaływania geologicznego (ryzyka indukowania aktywności sejsmicznej) na cały region. Elektrownie jądrowe są budowane na całym świecie, a niektóre z nich znajdują się w regionach aktywnych sejsmicznie. Mimo że strefy aktywności sejsmicznej stanowią wyzwanie dla budowy elektrowni jądrowych, technologie stosowane w tych miejscach są projektowane tak, aby sprostać zagrożeniom związanym z trzęsieniami ziemi. Przykładem jest Japonia, która leży w jednym z najbardziej aktywnych sejsmicznie regionów świata (strefa pacyficznego pierścienia ognia). W kraju działa wiele elektrowni jądrowych, w tym jedna z największych na świecie – Elektrownia Kashiwazaki-Kariwa. Po trzęsieniu ziemi w 2011 r. elektrownia znajdująca się ok. 300 km od Fukushima-Daiichi nie została w żaden sposób naruszona, jednak po rutynowym wyłączeniu lokalne władze dotąd nie pozwoliły na jej ponowne uruchomienie. Przez ostatnią dekadę elektrownia była unowocześniana i modernizowana, aby spełnić wszystkie aktualne wymagania dotyczące bezpieczeństwa, których standardy zaostrzono po 2011 r.²⁴. W USA również zlokalizowane są elektrownie jądrowe na obszarach o podwyższonym ryzyku sejsmicznym, szczególnie w Kalifornii, np. Elektrownia Diablo Canyon – położona blisko uskoków tektonicznych, takich jak San Andreas. W Iranie z kolei w regionie podatnym na trzęsienia ziemi znajduje się elektrownia jądrowa Buszehr. Z uwagi na fakt, że Iran leży w strefie dużej aktywności sejsmicznej, elektrownia została zbudowana z zastosowaniem technologii odpornych na wstrząsy. Elektrownia jądrowa Akkuyu nad Morzem Śródziemnym również powstała w tureckim regionie narażonym na trzęsienia ziemi. W związku z ryzykiem sejsmicznym zastosowano tam nowoczesne technologie konstrukcyjne mające na celu ochronę przed wstrząsami. Powyższe przykłady potwierdzają, że budowa elektrowni jądrowych na terenach aktywnych sejsmicznie jest możliwa, zgodna z międzynarodowymi standardami bezpieczeństwa i pozwala na ich wieloletnią, bezpieczną eksploatację. **Zmiana przepisów prawa polskiego powinna umożliwiać budowę obiektu jądrowego w regionie, w którym w okresie krótszym niż 60 lat wydobywano kopaliny, jeśli zostanie udowodniona możliwość zastosowania technologii niwelujących skutki potencjalnej aktywności sejsmicznej. Nowe regulacje mogą się opierać na rozwiązaniach wprowadzonych w USA, Korei Południowej, Japonii oraz powinny być zgodne z wytycznymi Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA).**

Złagodzenie przepisów umożliwiający większą elastyczność w wyborze lokalizacji dla elektrowni jądrowych przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa powinno obejmować:

Warunkowe skrócenie okresu – modyfikację przepisów tak, aby okres 60 lat mógł zostać skrócony, np. do 20 lat, pod warunkiem że działalności górnicza prowadzona w danym regionie nie miała istotnego wpływu na stabilność gruntu. Dotyczy to np. kopalni odkrywkowych, które przeszły już proces rekultywacji dla działalności górniczej na niewielką skalę.

lub też

Ocenę indywidualną – wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego ocenę każdego przypadku indywidualnie. Zamiast automatycznego wykluczenia lokalizacji z powodu obecności złóż kopalni lub działalności

²⁴ Kashiwazaki-Kariwa to improve evacuation plan, 11.09.2024, <https://www.neimagazine.com/news/kashiwazaki-kariwa-to-improve-evacuation-plan/>.

górnictwej przeprowadzana byłaby szczegółowa analiza ryzyka. Jeśli badania wykazałyby, że dany teren jest stabilny i nie ma istotnego zagrożenia dla bezpieczeństwa, lokalizacja mogłaby zostać zatwierdzona.

Dopuszczenie lokalizacji o potencjalnej aktywności sejsmicznej (naturalnej lub indukowanej) powinno zostać również obwarowane koniecznością zastosowania zaawansowanych technologii i inżynierskich środków zapobiegawczych, które zwiększą bezpieczeństwo budowy i eksploatacji elektrowni w takich lokalizacjach, np. poprzez wzmocnienie konstrukcji reaktora lub dodatkowe zabezpieczenia wyłączenia elektrowni.

Istotną barierą w budowie elektrowni jądrowych **jest bliskość lotnisk** lub położenie na przedłużeniu pasa startowego. Wytyczne MAEA wymagają unikania lokalizacji elektrowni w miejscach narażonych na takie zagrożenia. Ma to odzwierciedlenie również w prawie polskim (stan na wrzesień 2024), które wyklucza budowę obiektu jądrowego w odległości mniejszej niż 10 km od lotniska. Aktualnie w Ewidencji Lądowisk Cywilnych Urzędu Lotnictwa Cywilnego figuruje ok. 230 cywilnych i wojskowych obiektów typu lotnisko, lądowisko i drogowe odcinki lotniskowe o różnym statusie: używane, nieużywane, zamknięte, rozformowane bądź zlikwidowane. Należy jednak zaznaczyć, że aktualne polskie przepisy dopuszczają możliwość usytuowania elektrowni jądrowej w pobliżu lotniska, jeśli prawdopodobieństwo uderzenia dużego samolotu cywilnego w obiekt jądrowy jest mniejsze niż raz na 10 mln lat. W praktyce oznacza to, że ograniczenie dotyczy *de facto* mniej niż 20 lotnisk w Polsce, które są obecnie zdolne do przyjmowania średnich i dużych samolotów cywilnych. Przepisy te nie stanowią więc istotnej przeszkody dla rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.

Innym czynnikiem analizowanym podczas wydawania zgód i decyzji dla elektrowni jądrowych są warunki hydrologiczne i meteorologiczne, a w szczególności usytuowanie na terenie **zalewowym lub zagrożonym powodzią**. Elektrownie jądrowe muszą być budowane w miejscach wolnych od takich zagrożeń. Wytyczne IAEA dotyczące oceny ryzyka związanego z wodami, zawarte w dokumencie ***Flood Hazard for Nuclear Power Plants on Coastal and River Sites***, precyzują wymagania w tym zakresie. Również i polskie przepisy wskazują, że obiekt taki musi znajdować się w lokalizacji, gdzie zagrożenie powodziowe występuje rzadziej niż raz na tysiąc lat. Ocena hydrologiczna powinna również uwzględniać ryzyko wystąpienia ekstremalnych zjawisk pogodowych, takich jak intensywne opady deszczu lub długotrwałe susze. Odporność obiektów jądrowych na zmiany klimatu i anomalie pogodowe powinna być jednym z kluczowych aspektów analizowanych podczas podejmowania decyzji o ich budowie. **Należy brać pod uwagę nie tylko aspekty związane z bezpieczeństwem samego obiektu, ale też zdolność do zapewnienia stabilnych dostaw energii w regionie w przypadku występowania anomalii pogodowych, które uniemożliwią dostarczenie energii z innych źródeł.** Elektrownie jądrowe są co do zasady projektowane tak, aby były odporne na warunki zewnętrzne, dzięki czemu w sytuacjach kryzysowych mogą odegrać kluczową rolę w stabilizacji systemu elektroenergetycznego. W tym aspekcie **w przypadku występowania anomalii pogodowych i klęsk żywiołowych dostarczenie energii** może uchronić region lub nawet cały kraj przed wysokimi kosztami braku energii. Polski Instytut Ekonomiczny już w 2019 r. oszacował, że 12-godzinny blackout w Polsce mógłby generować straty na poziomie 3,8 mld zł²⁵.

Gęsto zaludnione obszary również mogą stanowić czynnik wykluczający lokalizację elektrowni jądrowych ze względu na trudności w ewakuacji i zarządzaniu kryzysowym w przypadku awarii. IAEA zaleca unikanie budowy takich obiektów w miejscach o wysokiej gęstości zaludnienia oraz wskazuje maksymalne strefy działań prewencyjnych niezależnie od mocy reaktora. Zalecenia te są wynikiem doświadczeń z eksploatacji dużych elektrowni jądrowych wykorzystujących reaktory II generacji. Reaktory generacji III+ SMR-y, dzięki mniejszym rozmiarom i cechom bezpieczeństwa (wystąpienie ciężkiej awarii, np. LOCA, porównywalne do

25 „Tygodnik Gospodarczy PIE” 2019, nr 49-50, https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2018/07/Tygodnik_PIE_49-50-19.pdf.

reaktorów III+ lub mniejsze), wymagają zdecydowanie mniejszych stref planowania awaryjnego²⁶, a więc łatwiej będzie lokować je w pobliżu miast, co może wspierać lokalną transformację energetyczną, szczególnie w zakresie ciepłownictwa.

Łagodniejsze wymagania lokalizacyjne sprzyjają również budowie SMR-ów w pobliżu zakładów przemysłowych, co mogłoby pomóc w dekarbonizacji przemysłu chemicznego i paliwowego. Należy zauważyć, że w przyszłości rozszerzanie stref awaryjnego planowania poza teren elektrowni może wynikać wyłącznie z powodów psychologicznych, a nie merytorycznych. Brak społecznej akceptacji wyników analiz bezpieczeństwa, które nie wskazują na konieczność rozszerzania tych stref poza teren samego obiektu, może prowadzić do nadmiernych regulacji. **W przypadku podejmowania decyzji o lokalizacji obiektu jądrowego zarówno projektowane strefy bezpieczeństwa, jak i prawdopodobieństwo wystąpienia ciężkich awarii powinny być brane pod uwagę, umożliwiając tym samym nieelektryczne wykorzystanie reaktorów jądrowych lub też usytuowanie obiektu bliżej terenów zamieszkałych.**

Budowa elektrowni jądrowej, podobnie jak i inne inwestycje, jest wykluczona na terenach objętych ochroną przyrodniczą lub w strefach, gdzie budowa mogłaby naruszyć ekosystemy. Szczegółowe ramy inwestycji, uwzględniające wpływ na środowisko, są elementem decyzji środowiskowej.

Każdy z powyższych czynników może sprawić, że dana lokalizacja zostanie uznana za nieodpowiednią do budowy elektrowni jądrowej. Należy jednak pamiętać, że międzynarodowe wytyczne, w szczególności dotyczące energetyki jądrowej, są regularnie modyfikowane i dostosowywane do postępu technologii oraz rosnących wymagań w zakresie bezpieczeństwa jądrowego.

Biorąc pod uwagę warunki lokalizacyjne, SMR-y mają potencjalnie mniejsze wymagania niż tradycyjne reaktory jądrowe, co jest jednym z ich głównych atutów. Choć technologicznie wielkoskalowe reaktory mogłyby spełniać te same funkcje, to mniejsze jednostki mogą wymagać mniej miejsca i wody do chłodzenia. W praktyce jednak niektóre projekty SMR, mogą mieć większe zapotrzebowanie na powierzchnię i materiały budowlane w przeliczeniu na 1 MW mocy niż duże reaktory – zweryfikowanie założeń projektowych będzie możliwe dopiero po wybudowaniu kilku jednostek.

4.2 LICENCJONOWANIE NOWATORSKICH REAKTORÓW JĄDROWYCH

Należy pamiętać, że SMR-y muszą spełniać te same standardy bezpieczeństwa co tradycyjne elektrownie jądrowe i podlegają identycznym procedurom licencjonowania. Ocena technologii SMR obejmuje także wpływ na środowisko, co zwiększa złożoność procesu. Rządy często wspierają licencjonowanie SMR-ów, zwłaszcza tam, gdzie angażują one własne zasoby, np. poprzez granty na rozwój projektów. Aby przyspieszyć uzyskiwanie pozwoleń, firmy często korzystają z procedur prelicencyjnych, co pozwala na wcześniejsze zidentyfikowanie i wdrożenie zaleceń regulatorów. Mimo to dopuszczenie nowej technologii jądrowej do użytku trwa co najmniej 3–5 lat.

W Polsce pierwsze SMR-y mogą powstać najwcześniej w pierwszej połowie lat 30. XXI w., a kolejne w późniejszych latach. Najbardziej zaawansowany projekt, realizowany przez OSGE, ma opóźnienie wynoszące od 3 do 7 lat, głównie z powodu wolnego tempa licencjonowania. Czas potrzebny na przygotowanie dokumentacji

²⁶ Ł. Koszuc, *Ustanawianie stref planowania awaryjnego wokół elektrowni jądrowych: analiza praktyk w wybranych krajach i Polsce*, „Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna” 2024, nr 3.

dla SMR-ów jest podobny do tego wymaganego dla dużych elektrowni jądrowych, ale budowa SMR-ów trwa krócej. Polskie regulacje są technologicznie neutralne, równoważą interesy inwestorów i społeczeństwa.

Obecnie budowa elektrowni jądrowej, niezależnie od tego, czy opiera się na dużym bloku, czy na SMR, podlega takim samym regulacjom. Polskie przepisy nie faworyzują żadnej z technologii, w związku z tym do tej pory wydano decyzje zasadnicze dla następujących rozwiązań: AP1000 (Westinghouse), VOYGR (NuScale Power); SMR-160 (Holtec); Rolls-Royce SMR (Rolls Royce); NUWARD (EDF), BWRX-300 (GE Hitachi).

W przypadku technologii jądrowych opartych na reaktorach IV generacji prace w zakresie dostosowania regulacji są na wczesnym, w porównaniu do SMR, etapie, związanym z przygotowaniem odpowiednich wytycznych i regulacji prawnych. Ogólne wytyczne dotyczące bezpieczeństwa jądrowego IAEA przekazuje w ramach swoich dokumentów, takich jak *Fundamental Safety Principles* oraz *Safety Standards Series*. Reaktory IV generacji muszą spełniać te standardy, które dotyczą m.in. ochrony przed awariami, zarządzania odpadami radioaktywnymi, cyberbezpieczeństwa oraz minimalizacji zagrożeń dla ludności i środowiska. Aktualnie przygotowywane są specjalne wytyczne w zależności od zastosowanych technologii jądrowych, ponieważ reaktory IV generacji używają innego paliwa i chłodziwa niż powszechnie stosowane reaktory III i III+, a także wymienione wcześniej konkretne typy SMR.

Aktualnie licencjonowanie technologii jądrowych opartych na reaktorach generacji IV odbywa się w krajach o bogatym doświadczeniu w energetyce jądrowej i zapleczu specjalistów związanych z oceną ryzyka i bezpieczeństwa innowacyjnych rozwiązań – w USA, Kanadzie, Wielkiej Brytanii, Francji i Chinach.

Wielka Brytania rozwija regulacje, które mogą ułatwić wdrożenie nowych jądrowych technologii²⁷ w stosunku do regulacji w głównej mierze dostosowanych do reaktorów lekkowodnych.

W Polsce Państwowa Agencja Atomistyki (PAA), odpowiedzialna za licencjonowanie i nadzór nad bezpieczeństwem reaktorów, skupia się głównie na regulacjach dotyczących reaktorów generacji III+, wykorzystywanych w dużych elektrowniach jądrowych, a także na przyszłej adaptacji regulacji dla SMR-ów również opartych na tej technologii. Państwowa Agencja Atomistyki (PAA) aktywnie współpracuje z IAEA²⁸, ale też z międzynarodowymi organami dozoru jądrowego, podpisując liczne umowy i porozumienia mające na celu wymianę informacji oraz współpracę w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Dzięki tym inicjatywom PAA jest na bieżąco z procedurami licencjonowania reaktorów jądrowych oraz najlepszymi praktykami stosowanymi na świecie²⁹.

Technologie IV generacji wytypowane do procesu dekarbonizacji w ramach fazy A projektu DEsire to Kairos Power Fluoride salt-cooled High temperature Reactor (KP-FHR), ThorCon Molten Salt Reactor (MSC ThorCon) oraz High-Temperature gas-cooled Reactor Pebble-bed Module (HTR-PM), z czego dwie ostatnie poddawane są obecnie procesowi licencyjnemu.

Kairos Power rozwija reaktor KP-FHR, chłodzony mieszanką soli fluorkowych i wykorzystujący paliwo TRISO. Firma pracuje nad demonstracyjnym reaktorem o nazwie Hermes, przeznaczonym do celów nieelektrycznych, który będzie zlokalizowany w Oak Ridge, Tennessee. W grudniu 2023 r. NRC wydała pozwolenie na budowę elektrowni jądrowej Hermes po przyspieszonym przeglądzie, który był możliwy dzięki intensywnym

27 Advanced nuclear technologies, 6.12.2024, <https://www.gov.uk/government/publications/advanced-nuclear-technologies/advanced-nuclear-technologies>.

28 Przygotowania do licencjonowania z ekspertami MAEA – warsztaty w Państwowej Agencji Atomistyki, 20.01.2025, <https://www.gov.pl/web/paa/przygotowania-do-licencjonowania-z-ekspertami-maea-warsztaty-w-panstwowej-agencji-atomistyki>.

29 USA-Polska. Porozumienie między Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki Rzeczypospolitej Polskiej a Komisją Dozoru Jądrowego Stanów Zjednoczonych Ameryki o wymianie informacji technicznej i współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego, Rockville, 15.06.2023, <https://www.prawo.pl/akty/m-p-2023-1018%2C21874649.html>.

pracom prelicencyjnym, trwającym od 2018 r.³⁰. Prace budowlane rozpoczęto w czerwcu 2024 r., a w październiku 2024 r. rozpoczęto budowę fabryki chłodziwa dla tego reaktora³¹.

ThorCon planuje budowę demonstracyjnego reaktora 500 MWe chłodzonego stopioną solą w formie pływającej elektrowni. Reaktor ma zostać zainstalowany na wyspie Kelasa w prowincji Bangka-Belitung w Indonezji. Proces licencjonowania w Indonezji rozpoczął się w 2023 r.³².

W Chinach od grudnia 2023 r. eksploatowane są komercyjnie dwa demonstracyjne SMR-y, tj. HTR-PM o mocy 250 MWe³³. Realizację projektu rozpoczęto w 2012 r., a pierwszy reaktor osiągnął krytyczność we wrześniu 2021 r. Reaktory te charakteryzują się wysokim poziomem bezpieczeństwa, co potwierdziły testy, które wykazały, że w przypadku awarii mogą one być naturalnie chłodzone bez potrzeby interwencji człowieka ani systemów awaryjnych. Chiński rząd planuje dalsze komercyjne wdrożenia tej technologii, a także rozwój większej wersji HTR-PM600. Program HTR-PM jest częścią chińskiej strategii transformacji energetycznej.

Wszystkie trzy powyższe technologie skupiają się na wdrażaniu rozwiązań na rynku lokalnym (USA, Indonezja, Chiny). Brak jest inicjatyw związanych z licencjonowaniem i wprowadzeniem ich w najbliższym czasie w Europie, w tym w Polsce. Jednakże istnieje dla nich potencjał eksportowy, zwłaszcza do regionów i krajów, które zmagają się z ograniczonymi zasobami wody oraz muszą ograniczać emisje w przemyśle. Kraje dążące do ograniczenia emisji dwutlenku węgla mogą stać się potencjalnymi odbiorcami tych technologii w przyszłości, jeśli powyższe projekty osiągną odpowiednią dojrzałość komercyjną, pozwalającą na ekspansję globalną.

Licencjonowanie reaktorów III+ i IV generacji, w tym SMR czy też licencjonowanie zastosowań nieelektrycznych reaktorów jądrowych wymaga ścisłej współpracy z instytucjami międzynarodowymi, takimi jak IAEA, oraz adaptacji krajowych przepisów do nowych technologii. Nie ulega wątpliwości, że te działania wymagają harmonizacji i porozumienia na poziomie międzynarodowym³⁴. Sytuacja w Polsce, podobnie jak i w innych krajach europejskich, pokazuje, że choć technologia reaktorowe wzbudzają duże zainteresowanie, ich wdrożenie jest długotrwałym procesem, wymagającym odpowiedniego przygotowania regulacyjnego i technologicznego.

Polska, decydując się na transformację ścieżką Coal-to-Nuclear, będzie musiała się zmierzyć z wyzwaniami typowymi dla krajów wchodzących w nową technologię – tzw. chorobami wieku dziecięcego. Proces ten wymaga budowy odpowiednich kompetencji oraz dostosowania regulacji, opartych na teoretycznych wytycznych i doświadczeniach innych krajów w zakresie eksploatacji dużych obiektów jądrowych, które nie zawsze są w pełni przekładalne na polskie realia. Jednak zdobyte podczas tej transformacji doświadczenie będzie nieocenione i może stać się cennym atutem dla Polski w przyszłości.

Dzięki takiej transformacji Polska ma szansę stać się ekspertem w dziedzinie energetycznej rewolucji XXI wieku, budując nowoczesny miks energetyczny, oparty na atomie. Choć nie będzie producentem technologii jądrowych, może wyspecjalizować się w ich wdrażaniu, zarządzaniu procesami licencyjnymi oraz integracji energetyki jądrowej z systemami krajowymi. **Zdobyta wiedza i praktyczne doświadczenie mogą**

30 *Kairos Power begins construction on Hermes low-power demonstration reactor*, 30.07.2024, https://kairopower.com/external_updates/kairos-power-begins-construction-on-hermes-low-power-demonstration-reactor/.

31 *Kairos Power breaks ground on salt production facility to make molten salt coolant for advanced reactors*, 2.10.2024, https://kairopower.com/external_updates/kairos-power-breaks-ground-on-salt-production-facility-to-make-molten-salt-coolant-for-advanced-reactors/.

32 *ThorCon begins pre-licensing consultation in Indonesia*, 5.04.2023, <https://world-nuclear-news.org/Articles/ThorCon-begins-pre-licensing-consultation-in-Indon>.

33 *World's first commercial small modular reactor powers up 'brain' in China*, 22.05.2024, <https://news.cgtn.com/news/2024-05-22/World-s-first-commercial-small-modular-reactor-powers-up-in-China-1t0h34l59Sw/p.html>.

34 *Benefits gained through international harmonization of nuclear safety standards for reactor designs*, WNA Discussion Paper, https://staging.world-nuclear.org/uploadedFiles/WNA/Publications/Working_Group_Reports/ps-cordel.pdf.

stać się towarem eksportowym, szczególnie do krajów, które dopiero rozważają inwestycje w energetykę jądrową, takich jak państwa Afryki, Azji i Ameryki Południowej. Polska może odgrywać rolę doradcy i lidera w zakresie transformacji energetycznej, wspierając rozwój atomu w krajach rozwijających się **i monetyzując swoje know-how na arenie międzynarodowej**.

5. ASPEKTY FINANSOWE



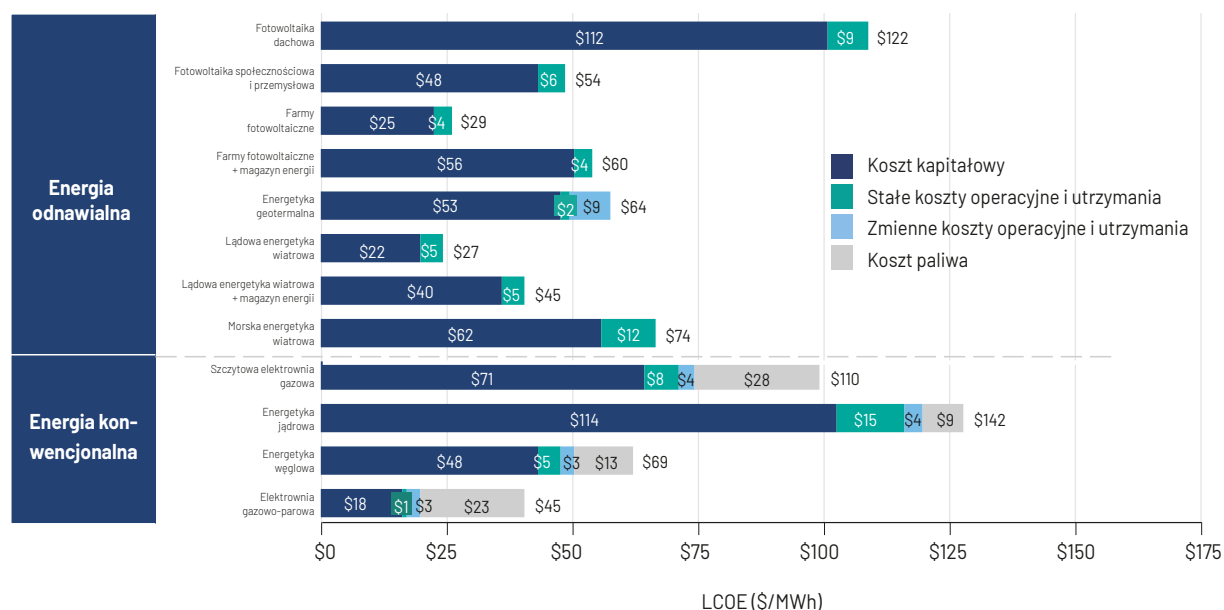
Konwencjonalne projekty energetyki jądrowej (rzędu 1 GW mocy reaktora) cechuje nie tylko długi horyzont czasowy projektowania i budowy, ale również ogromna kapitałochłonność.

W związku z tym finansowanie tego typu projektów wymaga wykorzystania właściwych instrumentów oraz mechanizmów wsparcia.

5.1 WSKAŹNIK EFEKTYWNOŚCI KOSZTOWEJ (LCOE) A WYBÓR ŹRÓDEŁ FINANSOWANIA

Z reguły 60–80% kosztów budowy elektrowni jądrowej jest finansowane poprzez instrumenty dłużne, emitowane przez prywatne i państwowe banki, jak również konkretne agencje kredytów eksportowych (Export Credit Agencies)³⁵. Duży udział finansowania dłużnego w inwestycjach jądrowych (takich jak np. EPR – European Pressurised Reactor) sprawia, że jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej (**LCOE**) w **przy-padku projektów jądrowych jest podatny na zmianę stóp procentowych**. Znaczące wydatki typu CAPEX czy utrzymanie budowy w ramach budżetowych zależą ponadto od dynamiki wzrostu cen w łańcuchu dostaw.

WYK. 3 KOSZTY SKŁADOWE LCOE, NA PODSTAWIE RYNKU AMERYKAŃSKIEGO³⁶



ŹRÓDŁO: Lazard.

Levelized Cost of Energy (LCOE) jest postrzegany jako kluczowy wskaźnik w planowaniu i budowie projektów energetycznych, ponieważ umożliwia porównanie kosztów produkcji energii przy zastosowaniu różnych technologii, takich jak energia wiatrowa, słoneczna, gazowa, jądrowa czy węglowa, w sposób ujednolicony³⁷.

³⁵ Walstra, J.G. Financing new nuclear, Governments paying the price?, 30.09.2024, <https://wisenederland.nl/wp-content/uploads/2024/10/Financing-of-new-nuclear-Governments-paying-the-price-Profundo.pdf>

³⁶ Lazard's LCOE+ 2024 Report, June 2024, <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>.

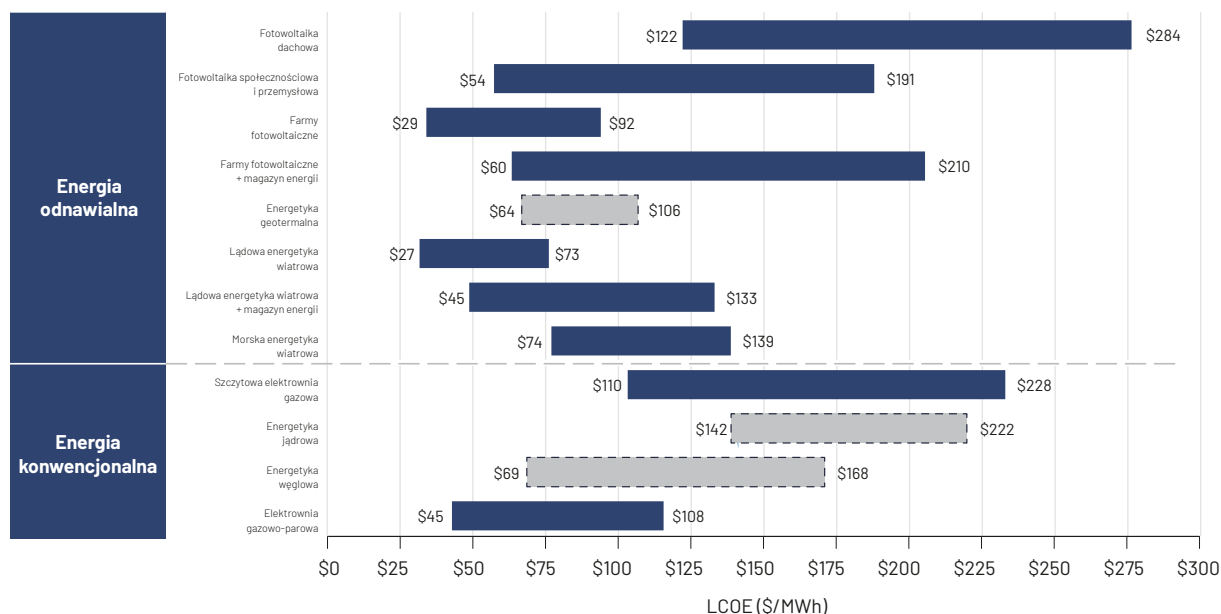
³⁷ Z zastrzeżeniem, że LCOE nie jest właściwym wskaźnikiem dla rynku mocy (np. szczytowych mocy gazowych). Przy niskim ich wykorzystaniu LCOE będzie wysokie, natomiast są to moce niezbędne do bilansowania systemu z dużym udziałem OZE.

Wskaźnik LCOE uwzględnia główne koszty związane z budową i eksploatacją projektu energetycznego, w tym:

- nakłady kapitałowe (CapEx) – np. budowa farmy wiatrowej lub elektrowni gazowej;
- koszty operacyjne (OpEx) – bieżące utrzymanie, naprawy, koszty pracy;
- podatek CIT;
- koszty paliwa i emisji (jeśli dotyczy to danej technologii); oraz
- oczekiwaną żywotność instalacji oraz ilość energii, którą będzie generować w tym okresie.

Dzięki temu, teoretycznie, można zidentyfikować najbardziej efektywną kosztowo opcję dla danego projektu.

WYK. 4 PORÓWNANIE WARTOŚCI LCOE, NA PODSTAWIE RYNKU AMERYKAŃSKIEGO³⁸



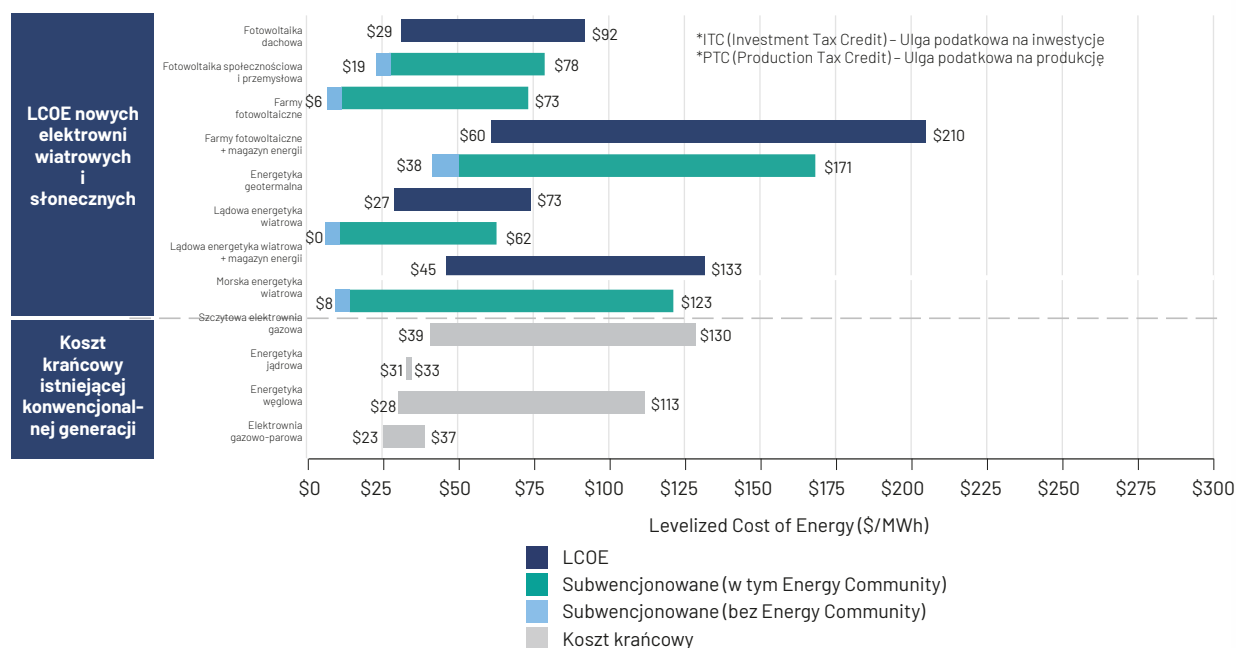
ŹRÓDŁO: Lazard.

Inwestorzy i decydenci korzystają ze wskaźnika LCOE, aby ocenić potencjał zwrotu z inwestycji w projekty energetyczne. Niskie LCOE oznaczają, że projekt ma większą szansę na generowanie konkurencyjnej cenowo energii w ramach modelu rankingu cenowego (*merit order*) i wyższych zysków dla inwestora³⁹.

³⁸ Lazard's LCOE+ 2024 Report, June 2024.

³⁹ Ponownie z zastrzeżeniem dotyczącym rynku mocy, w którego ramach bloki gazowe mogą pracować jedynie w momentach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną i być za taką usługę bilansowania systemu wynagradzane w ramach oddzielnej umowy.

WYK. 5 PORÓWNANIE LCOE – NOWE ŹRÓDŁA ODNAWIALNE VS. KOSZT KRAŃCOWY ISTNIEJĄCEJ KONWENCJONALNEJ GENERACJI NA PODSTAWIE RYNKU AMERYKAŃSKIEGO⁴⁰



Nominalnie odnawialne źródła energii jawią się jako bezkonkurencyjne pod względem wysokości LCOE. Natomiast należy pamiętać, że ten wskaźnik nie bierze pod uwagę pewnych istotnych różnic między mocami konwencjonalnymi a OZE. Przede wszystkim chodzi o uwzględnienie pełnego kosztu systemowego w kontekście konkretnych mocy wytwórczych.

O ile **LCOE** jest przydatny do oceny rentowności inwestycji przez sektor prywatny, o tyle **nie uwzględnia dodatkowych czynników kluczowych dla całego krajowego systemu elektroenergetycznego, takich jak koszty, które muszą ponieść operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (a zatem w dużej mierze sektor publiczny), aby zapewnić odpowiednią infrastrukturę przyłączeniową oraz stabilizację systemu.** Koszty integracji energetyki wiatrowej czy słonecznej, szczególnie przy wdrożeniach na dużą skalę, mogą być znaczące i przekraczać 50% kosztów wytwarzania energii elektrycznej⁴¹. Tym samym można stwierdzić, że z uwagi na brak uwzględnienia kosztów integracji LCOE nie odzwierciedla w sposób miarodajny ostatecznej ceny energii elektrycznej. **Co więcej, LCOE może utwierdzać decydentów w przekonaniu, że energetyka jądrowa staje się coraz mniej konkurencyjna wobec odnawialnych źródeł energii w miarę wzrostu penetracji OZE w systemie elektroenergetycznym, podczas gdy w rzeczywistości (ze względu na dodatkowe koszty systemowe rozbudowy OZE) jest dokładnie odwrotnie.**

Wobec tego Międzynarodowa Agencja Energetyczna stworzyła i obecnie stosuje bardziej **kompleksowy wskaźnik VALCOE (Value-Adjusted Levelized Cost of Electricity)**, który uwzględnia nie tylko koszt

⁴⁰ Lazard's LCOE+ 2024 Report, June 2024.

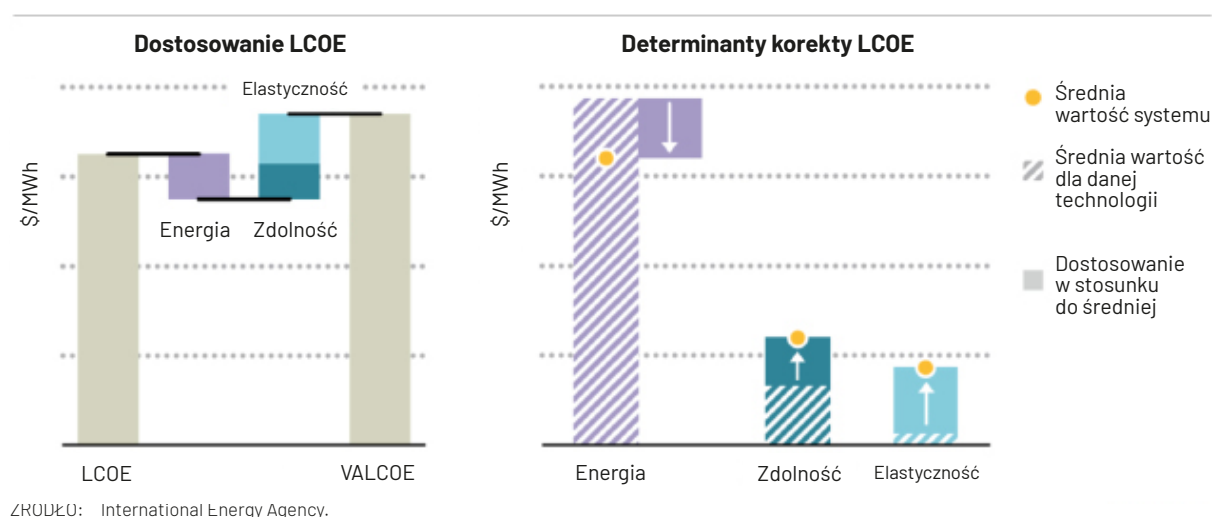
⁴¹ A. Juszczak i in., *What policies for a secure and competitive Europe? 10 ideas for the European Commission*, Polish Economic Institute, Warsaw 2024, https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2024/12/PIE_Policy-Paper_10-ideas-for-the-European-Commission.pdf.

wytworzenia energii elektrycznej w danej technologii, ale też jej wartość dla systemu elektroenergetycznego. Wskaźnik ten obejmuje:

- **wartość jakościową** – cenę energii elektrycznej, którą dane źródło może osiągnąć na rynku w momencie zapotrzebowania na nią;
- **wartość elastyczności** – zdolność danego źródła do świadczenia usług na rzecz systemu, takich jak regulacja częstotliwości czy rynek mocy;
- **wartość dostępności** – możliwość uruchomienia produkcji energii na żądanie w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Zależne od pogody źródła OZE z powodu „naturalnego” braku powyższych wartości muszą być kompensowane dodatkowymi technologiami, takimi jak np. magazyny energii, systemy zarządzania rozproszonymi źródłami (wirtualne elektrownie – *virtual power plants*, VPP) czy elektrownie szczytowo-pompowe. Gdy uwzględnimy te czynniki, to okazuje się, że dystans, jeśli chodzi o cenę OZE i energetyki jądrowej, zmniejsza się w dużym stopniu (patrz wykres 4). Wynika to z faktu, iż energetyka jądrowa odgrywa stabilizującą rolę dla systemu, będąc w stanie nieprzerwanie pracować w podstawie (*baseload*), tj. wykazując zdolność do ciągłej produkcji energii niezależnie od warunków zewnętrznych. Natomiast w przypadku OZE mamy do czynienia z mocami wytwórczymi, które są zależne od warunków atmosferycznych, a tym samym mają ograniczoną dostępność. Są one niesterowalne (z ang. *non-dispatchable*), tzn. produkcja (również jej zmniejszenie) nie może być w dowolnie elastyczny sposób sterowana w zależności od zapotrzebowania. Wymagają zatem dodatkowych inwestycji w infrastrukturę wzmacniającą elastyczność systemu.

WYK. 6 KOREKTA WARTOŚCI LCOE DO WARTOŚCI VALCOE⁴²



Nakłady ponoszone nie tylko na magazyny energii i na gazowe źródła szczytowe, ale też na cyfryzację i inteligentną sieć *smart grid* (SCADA, AI, IoT), usługi DMS (*demand side management*) czy DSR (*demand*

42 Global energy and climate model, IEA, Paris 2024., <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>, Licence: CC BY 4.0.

side response) będą tym większe, im większy będzie udział źródeł z ograniczoną sterowalnością w miksie energetycznym⁴³.

O ile sam VALCOE słusznie koncentruje się na kosztach i wartości dla systemu (i tym samym daje bardziej miarodajny obraz kosztów energetyki jądrowej na tle OZE czy generacji opartej na paliwach kopalnych), o tyle, tak jak w przypadku LCOE, nie bierze pod uwagę aspektów związanych z bezpieczeństwem energetycznym. Jest to istotne ze względu na fakt, że brak uwzględnienia odpowiedniej dywersyfikacji może prowadzić do nadmiernej zależności od paliw importowanych oraz narazić państwo na ryzyka geopolityczne.

Niezależnie od tego, czy zastosujemy LCOE czy VALCOE, projekt konwencjonalnej elektrowni jądrowej z reguły przekracza możliwości i apetyt na ryzyko pojedynczego inwestora. **Potrzebna jest zatem dywersyfikacja źródeł kapitału.** Nawet w przypadku zawiązania konsorcjum inwestorzy mają trudność z uzyskaniem finansowania dłużnego bez konkretnej „promesy” co do wsparcia projektu przez instytucje rządowe – partycypacji w kosztach jego wieloletniej budowy lub sprzedaży wytworzonej energii po cenie umożliwiającej zwrot z inwestycji (a należy wziąć pod uwagę, że zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych, czyli *payback period*, w przypadku takich projektów następuje po 20–30 latach⁴⁴). Przewidywalność przepływów pieniężnych (połączona często z gwarancjami rządowymi) jest kluczowa w kontekście pozyskania finansowania dłużnego, albowiem banki oraz instytucje finansowe podejmują decyzje o udzieleniu kredytu na podstawie wiarygodnych szacunków co do przyszłych przepływów ze sprzedaży energii elektrycznej.

Wobec wyzwań związanych w ostatnich dekadach z wielkoskalową energetyką jądrową wiele firm inżynierskich wypracowało projekty małych reaktorów modułowych (SMR) o planowanej mocy od 75–300 MW. Wedle dostępnych opracowań⁴⁵ koszt jednostkowy energii (w przeliczeniu na kilowat energii) wyprodukowanej przez SMR jest porównywalny z kosztem wyprodukowania 1 kW w konwencjonalnej siłowni jądrowej. Wynika to z faktu, że brak korzyści skali w przypadku SMR jest rekompensowany przez mniej restrykcyjne wymagania co do systemów bezpieczeństwa oraz bardziej kompaktowe rozwiązania infrastrukturalne i co się z tym wiąże, także znacząco krótszy czas budowy. **Choć ani jeden komercyjny projekt SMR nie został jeszcze zbudowany, to wydaje się, że tego typu inwestycje będą mniej narażone na opóźnienia w budowie niż duże jednostki.** Z drugiej strony, jak wskazuje jeden z kluczowych wniosków raportu Polityki Insight: „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”⁴⁶.

Technologia SMR ma potencjalnie inny profil ryzyka, co prowadzi do wniosku, że system wsparcia, który jest właściwy dla konwencjonalnej energetyki jądrowej, niekoniecznie jest dla niej optymalny. Z dużą dozą prawdopodobieństwa można stwierdzić, że pierwsza SMR-owa inwestycja w Polsce będzie oparta na technologii dostarczonej przez jednego z zagranicznych producentów i to już po uruchomieniu projektu FOAK w kraju pochodzenia. Tym samym SMR-y, z uwagi na ich mniejszą skalę i mniejszą wartość dodaną pojedynczego reaktora dla systemu elektroenergetycznego, a także niższe łączne nakłady inwestycyjne, powinny wiązać się z ograniczoną rolą konsumentów w finansowaniu tego typu projektów (poprzez np. dodatkową opłatę doliczoną do rachunku za energię elektryczną).

43 A. Rusin, A. Wojcacek, *Inwestycje jądrowe, a bezpieczeństwo energetyczne kraju*, referat seminarium „Zagadnienia organizacyjne ścieżki dekarbonizacji Coal-to-Nuclear”, projekt DEsire, Gliwice, 23.01.2025.

44 *The path to a new era for nuclear energy*, IEA 2025, s. 95, <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>.

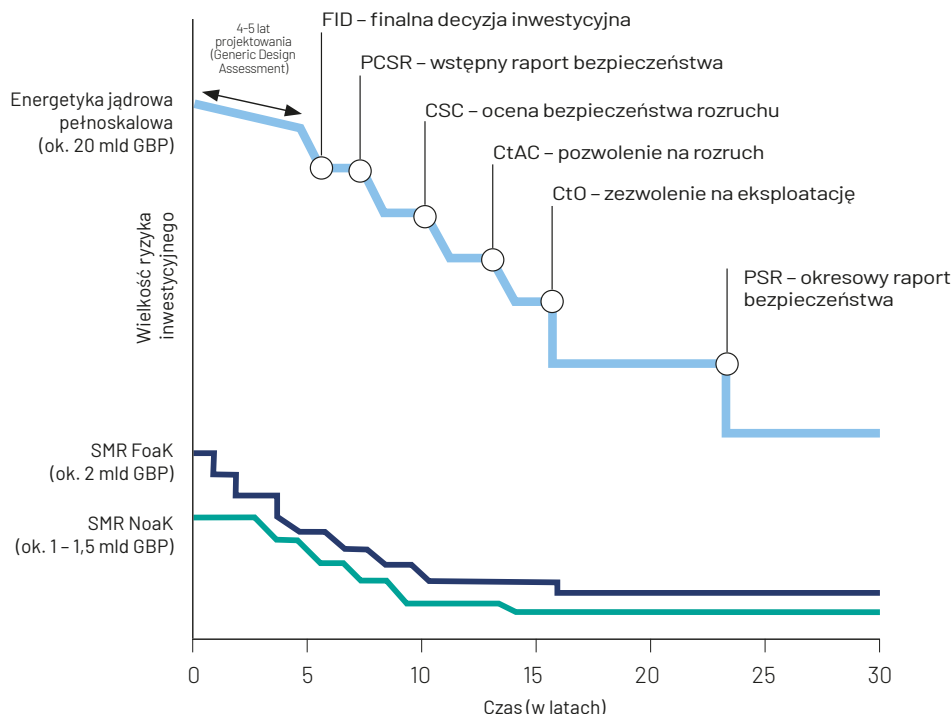
45 A. Asuega, B.J. Limb, J.C. Quinn, *Techno-economic analysis of advanced small modular nuclear reactors*, „Applied Energy” 2023, vol. 334, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923000338>.

46 D. Brodacki, J. Cydejko, *Mały atom. Nadzieje kontra rzeczywistość*, Polityka Insight, 2024, <https://www.politykainsight.pl/bibliotekaraportow/2262361,maly-atom-nadzieje-kontra-rzeczywistosc.read>.

Niższe nakłady wymagane przy projektach SMR mogą skłaniać inwestorów do poszukiwania finansowania poza klasycznym systemem wsparcia dużej energetyki jądrowej. Decentralizacja, modułowość i elastyczność zastosowania SMR i reaktorów IV generacji oraz potrzeba transformacji energetycznej stwarzają potencjał do ich rozproszonego wdrażania w sektorach przemysłowych, co **może przyczynić się do ich finansowania w „nowych” modelach partnerstw publiczno-prywatnych, poprzez „zielone” obligacje lub długoterminowe kontrakty PPA (Power Purchase Agreement) z dużymi odbiorcami energii (szczególnie w kontekście inwestycji w „data centre”, w których przypadku inwestorzy z tzw. big tech (tj. Google, Amazon czy Microsoft) byłiby w stanie częściowo sfinansować projekt w roli udziałowca lub kredytodawcy).** W przeciwieństwie do dużych reaktorów jądrowych, które z reguły wymagają istotnego wsparcia państwa, mniejsze reaktory, odpowiadające na lokalne potrzeby i uwarunkowania, mają szansę rozwijać się w sposób bardziej rynkowy, co w dłuższej perspektywie może ograniczyć obciążenia finansowe dla ogółu odbiorców energii. Niemniej otwarte pozostaje pytanie, **czy w miarę rozwoju technologii SMR powstanie w Polsce oraz w innych krajach Europy bardziej przyjazne jej otoczenie regulacyjne (które umożliwi seryjną produkcję reaktorów), czy jednak dla każdego projektu będzie wymagana osobna procedura certyfikacyjna (co potencjalnie ograniczałoby w sposób zasadniczy efekt modułowości).**

W kontekście inwestycji Coal-to-Nuclear możliwość wykorzystania już istniejącej infrastruktury powinna częściowo mitygować ryzyka wpływające negatywnie na harmonogram realizacji inwestycji i budżet przedsięwzięcia. Tym samym **inwestycje takie będą potencjalnie mierzyły się z innymi wyznacznikami realizacyjnymi niż budowa dużej elektrowni jądrowej typu greenfield.**

WYK. 7 ODRĘBNE PROFILE RYZYKA FINANSOWEGO DLA DUŻYCH ELEKTROWNI JĄDROWYCH I SMR⁴⁷



ŹRÓDŁO: World Nuclear Association.

47 S. Bilbao y Leon, *Financing nuclear power projects in the UNECE region*, World Nuclear Association, 2021, https://unece.org/sites/default/files/2021-10/Sama-Bilbao-y-Leon-Financing_Oct_21.pdf.

5.2 DOSTĘPNE MECHANIZMY WSPARCIA DLA PROJEKTÓW JĄDROWYCH

Istnieje szereg instrumentów wsparcia konwencjonalnych projektów jądrowych. Uzyskanie przez projekt przynajmniej części z nich jest wręcz niezbędne do podjęcia przez inwestorów ostatecznej decyzji (FID – *final investment decision*).

W ostatnich dekadach w krajach, które obecnie posiadają energetykę jądrową w swoim miksie, wypracowano szereg mechanizmów wspierania tychże projektów. Tym, co je wszystkie łączy, jest obecność bezpośredniego wsparcia na szczeblu rządowym (w postaci np. stabilnego środowiska regulacyjnego). Modelem, który w ostatnim czasie osiągnął pozycję dominującą w przypadku energetyki wielkoskalowej, jest kontrakt różnicowy (CfD). Stało się tak m.in. za sprawą przychylnego wobec tego modelu stanowiska Komisji Europejskiej.

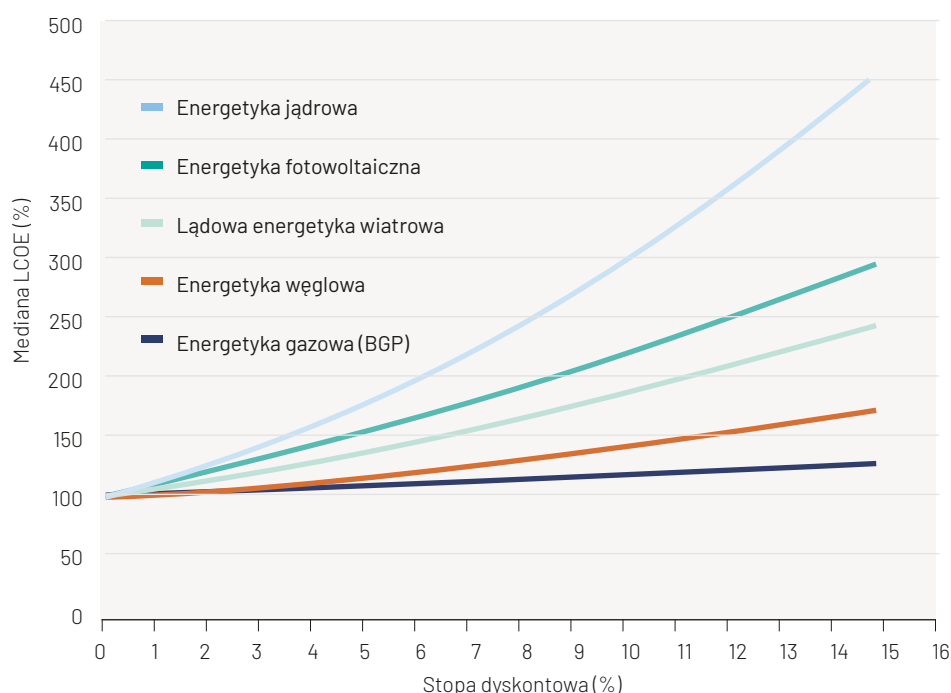
Inne mechanizmy, które albo już zostały przetestowane, albo obecnie są proponowane jako odpowiedź na ograniczenia CfD, to odpowiednio: Build, Operate, Transfer (BOT) oraz Regulated Asset Base (RAB). Osobnym podejściem, które sprawdziło się m.in. w Finlandii, jest formuła energetyki spółdzielczej – ten mechanizm został w ostatnich latach zmodyfikowany i przystosowany do warunków polskich przez rodzimych specjalistów w ramach Modelu SaHo.

Warto poświęcić im więcej uwagi i poddać ocenie w kontekście polskich inwestycji w energetykę wielkoskalową czy SMR, w tym realizowanych na ścieżce Coal-to-Nuclear.

5.2.1 KONTRAKT RÓŻNICOWY (CFD – *CONTRACT-FOR-DIFFERENCE*)

Ten model jest od dawna stosowany poza energetyką jądrową przy okazji projektów, które bazują na *project finance* – farmy odnawialnych źródeł energii (energetyka wiatrowa oraz fotowoltaiczna), jak również, w przypadku Wielkiej Brytanii, projektów gazowych z kogeneracją. Kontrakt różnicowy zakłada, że inwestor jest odpowiedzialny za pokrycie kosztów budowy w zamian za gwarancję sprzedaży energii elektrycznej po ustalonej cenie (*strike price*) przez uzgodniony okres czasu (15– 60 lat w zależności od przewidywanej żywotności instalacji).

W Wielkiej Brytanii finansowany w ten sposób jest np. projekt elektrowni jądrowej Hinkley Point C, gdzie głównym inwestorem jest EDF. **Ryzyko związane z budową ponosi inwestor. Natomiast ostatecznie to konsumenci ponoszą koszt w postaci różnicy między ceną hurtową energii a ustaloną *strike price*.** Natomiast konsumenci dostrzegą ten koszt (zakładając, że cena rynkowa będzie niższa od *strike price*) w swoich rachunkach dopiero po uruchomieniu elektrowni.

WYK. 8 WPŁYW STOPY DYSKONTOWEJ (DISCOUNT RATE) NA LCOE
NA PRZYKŁADZIE RÓŻNYCH TECHNOLOGII⁴⁸

ŹRÓDŁO: OECD Nuclear Energy Agency.

Należy podkreślić, że ostateczna wielkość nakładów inwestycyjnych projektu jądrowego jest wypadkową sytuacji gospodarczej. Wzrost inflacji, a tym samym stóp procentowych oraz stopy dyskontowej, powoduje wzrost kosztu kapitału. **Koszt kapitału ma przemożny wpływ na model biznesowy projektu jądrowego – im ten koszt jest wyższy, tym wyższa musi być cena, po której właściciel sprzedaje wytworzoną energię elektryczną – tak aby zapewnić zwrot z inwestycji (ROI)⁴⁹.** W przypadku Hinkley Point C opóźnienia w budowie (i wynikające z tego opóźnienia ogromne koszty)⁵⁰ miały bezpośrednie przełożenie na wielkość odsetek, które były naliczane w ramach umów kredytowych przez cały okres budowy. **Im wyższy koszt kapitału, tym wyższy CAPEX, co może sprawić, że inwestor (bez pozyskania dodatkowej formy wsparcia) może nigdy nie doczekać się zwrotu z inwestycji.**

48 *Economics of nuclear power*, 29.09.2024.

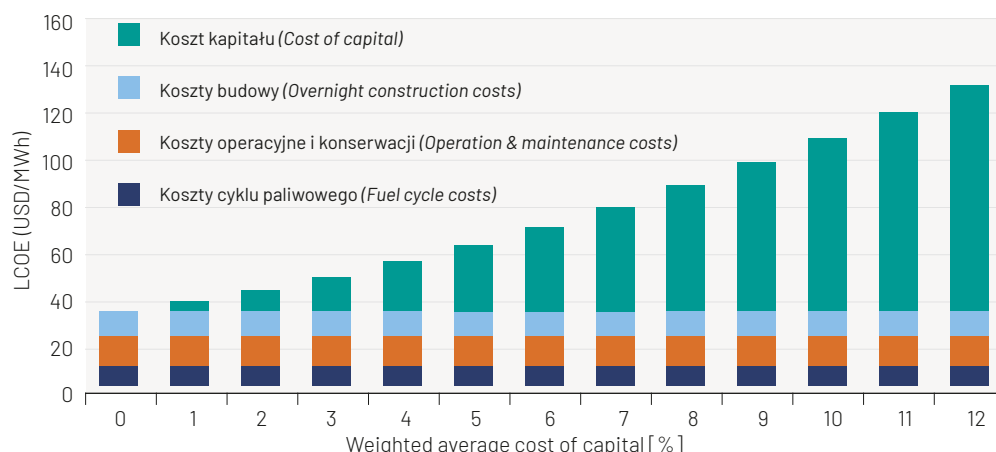
49 *Ibidem*.

50 Początkowo elektrownia Hinkley Point C miała zostać otwarta w 2025 r., a budżet wynosił 18 mld funtów brytyjskich. Obecnie przewiduje się, że otwarcie pierwszego reaktora nie nastąpi przed 2029 r., a budżet sięga już 46 mld funtów.

TAB. 1 SZACOWANE KOSZTY LCOE DLA KOLEJNYCH Z SERII PROJEKTÓW JĄDROWYCH (NOAK) W USD/MWH Z PODZIAŁEM NA KRAJE⁵¹

KRAJ	Przy stopie dyskontowej 3%	Przy stopie dyskontowej 7%	Przy stopie dyskontowej 10%
Francja	45,3	71,1	96,9
Japonia	61,2	86,7	112,1
Korea Południowa	39,4	53,3	67,2
Słowacja	57,6	53,3	67,2
USA	43,9	71,3	98,6
Chiny	49,9	66,0	82,1
Rosja	27,4	42,0	56,6
Indie	48,2	66,0	83,9

ŹRÓDŁO: OECD IEA&NEA.

WYK. 9 LCOE NOWEGO PROJEKTU ELEKTROWNI JĄDROWEJ W ZALEŻNOŚCI OD KOSZTÓW KAPITAŁU⁵²

Uwaga: Obliczenia bazują na koszcie kapitałowym (OCC) wynoszącym 4 500 USD na kilowat mocy elektrycznej (kWe), przy współczynniku obciążenia na poziomie 85%, okresie eksploatacji wynoszącym 60 lat i czasie budowy wynoszącym 7 lat.

ŹRÓDŁO: NEA, stan na 2020 r.

Fakt, że w ramach CfD to inwestor jest w całości odpowiedzialny za budowę i ryzyka z tym związane, sprawiło, że inne planowane projekty jądrowe w Wielkiej Brytanii w ostatnich latach – Wylfa Newydd w Walii firmy Hitachi, a także Moorside w Cumbrii firmy Toshiba – zostały odwołane, a kolejny projekt EDF – Sizewell C, ma być finansowany modelem RAB.

51 Projected costs of generating electricity, 85% współczynnik wydajności, wartość dolara z 2018 r., OECD IEA & NEA, 2020, <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>.

52 Unlocking reductions in the construction costs of nuclear, NEA, OECD Publishing, Paris 2020, https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_30653/unlocking-reductions-in-the-construction-costs-of-nuclear.

TAB. 2 **ALOKACJA GŁÓWNYCH RYZYK ZWIĄZANYCH Z PROJEKTEM HINKLEY POINT C W RAMACH MECHANIZMU CFD⁵³**

		Polityczne i regulacyjne	Związane z budową	Związane z eksploatacją	Związane z rynkiem energii	Związane z likwidacją i gospodarką odpadami
Operator	EDF Energy (NNBG)					
Wykonawca EPC/ dostawca technologii	EDF Energy					
Współudziałowcy	EDF Energy, UK Govt., adt. TBD					
Dostawcy finansowania dłużnego						
Rząd	UK Government					
Konsumenci						

Poziom ekspozycji na ryzyko: ■ Wysokie ryzyko
■ Umiarkowane ryzyko
■ Niskie ryzyko
■ Brak ekspozycji
■ Nie dotyczy

ŹRÓDŁO: Clean Air Task Force.

Tymczasem na gruncie unijnym w 2024 r. Rada Unii Europejskiej zatwierdziła reformę rynku energii elektrycznej, w ramach której wskazano dwukierunkowe kontrakty różnicowe (lub inne równoważne systemy bezpośredniego wsparcia cen) jako właściwy mechanizm dla nowych inwestycji w zakresie niskoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej⁵⁴. Mniej więcej w tym samym czasie (30 kwietnia 2024 r.) **Komisja Europejska** wydała **pozytywną decyzję co do zastosowania mechanizmu CfD przez Czechy na potrzeby projektu elektrowni jądrowej Dukovany II⁵⁵**.

W ramach tej decyzji Komisja przedstawiła **szereg warunków dotyczących tej formy pomocy publicznej**:

- kontrakt różnicowy będzie obowiązywał przez 40 lat (zamiast postulowanych przez Czechów 60 lat);
- stopień wytwarzania energii elektrycznej powinien odpowiadać sygnałom rynkowym, a co za tym idzie wahaniom cenowym – brak specjalnej ochrony przed mechanizmami rynkowymi, według Komisji, **zapobiegnie naruszeniu zasad wolnej konkurencji oraz wypieraniu OZE, co będzie korzystne dla systemu elektroenergetycznego oraz procesu dekarbonizacji⁵⁶**; oraz

53 Financing nuclear energy in Poland, 9.12.2024, <https://www.catf.us/resource/financing-nuclear-energy-poland/>.

54 Reforma rynku energii elektrycznej: Rada zatwierdza zaktualizowane przepisy, 21.05.2024, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2024/05/21/electricity-market-reform-council-signs-off-on-updated-rules/>; Tekst rozporządzenia: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-1-2024-INIT/pl/pdf>.

55 European Commission Decision on the measure State aid SA.58207 (2021/N) which Czechia is planning to implement to support the construction and operation of a new nuclear power plant at the Dukovany site, 30.04.2024, https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/1/202511/SA_58207_572.pdf

56 Commission approves State aid to support construction of nuclear power plant in Czechia, 30.04.2024, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2366.

- przez cały okres pracy elektrowni **przynajmniej 70% wytworzonej energii elektrycznej z Dukovan II musi być sprzedawane na otwartej giełdzie energii** (czyli *day-ahead*, *intraday* albo rynku kontraktów terminowych); pozostałe 30% ma być sprzedawane w ramach obiektywnych, transparentnych i pozbawionych dyskryminacji aukcji, z których zwycięzcami będzie można zawrzeć umowę PPA (*power purchase agreement*) – takie warunki mają zapobiec koncentracji na rynku oraz ryzyku, że kontrakt różnicowy promowałby konkretnych konsumentów energii elektrycznej.

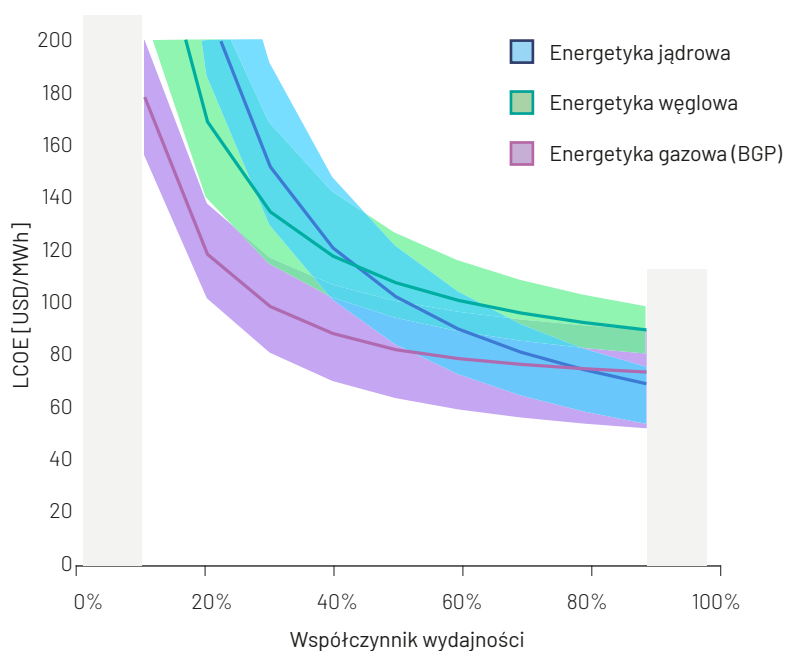
Według niektórych ekspertów⁵⁷ logiczną konsekwencją tak sformułowanych żądań jest **skazanie elektrowni Dukovany II na pełnienie funkcji bloku szczytowo-rezerwowego, czyli backupu dla OZE. Taki model działalności rozmiąłby się z przeznaczeniem energetyki jądrowej, czyli pracy w podstawie (baseload)** z uwagi na możliwość nieprzerwanego i stabilnego wytwarzania oraz ograniczonej elastyczności, jeśli chodzi o zatrzymanie i wznowienie pracy reaktora.

Wobec tego naturalną konsekwencją pracy przy niskim współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej (*capacity factor*) byłby wzrost LCOE, a co za tym idzie wyższy *spread* między ustaloną *strike price* a ceną rynkową, tj. wysokością należnej inwestorowi dopłaty w przeliczeniu na wyprodukowaną MWh. Nie mówiąc już o tym, że w takiej formule (niezależnie od możliwości elastycznego rozruchu reaktora w danej technologii) elektrownia produkowałaby mniej megawatogodzin, a co za tym idzie inwestor miałby problem z przepływami pieniężnymi i wypracowaniem zwrotu z inwestycji.

Ponadto wymóg sprzedaży maksimum 30% wytworzonej energii na podstawie bilateralnych umów długoterminowych z kupcami wyłonionymi na warunkach rynkowych ogranicza inwestorowi pole manewru, jeżeli chodzi o znalezienie strategicznego partnera (i odbiorcy energii) dla projektu⁵⁸.

WYK. 10

LCOE PROJEKTÓW JĄDROWYCH, GAZOWYCH I WĘGLOWYCH W ZALEŻNOŚCI OD WSPÓŁCZYNNIKA WYDAJNOŚCI (CAPACITY FACTOR)⁵⁸



ŹRÓDŁO: IEA.

57 B. Horbaczewska, *Pierwsza polska elektrownia jądrowa*, 10.12.2024, <https://gazeta.sgh.waw.pl/meritum/pierwsza-polska-elektrownia-jadrowa>.

58 *Ibidem*.

59 Projected costs of generating electricity 2020, IEA, Paris 2020, <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>, Licence: CC BY 4.0.

Wobec tak postawionych warunków dla projektu Dukovany II i pracy analitycznej wykonanej przez Komisję w ramach oceny tego wniosku racjonalnym jest oczekiwać, że **podobne obostrzenia pojawią się także w przypadku pierwszej polskiej elektrowni jądrowej w Lubiatowie**, gdzie inwestor również zakłada mechanizm wsparcia w postaci CfD (notyfikacja tego mechanizmu już została złożona w Komisji Europejskiej).

Ten stan rzeczy **rodzi uzasadnione obawy, czy aby na pewno CfD jest optymalnym mechanizmem dla kolejnych polskich projektów jądrowych, w tym Coal-to-Nuclear (CtN)**.

Na podstawie decyzji w odniesieniu do Dukovany II można domniemywać, że **Komisja Europejska w sposób specyficzny rozumie rolę energetyki jądrowej w systemie elektroenergetycznym krajów członkowskich, które decydują się na budowę nowych bloków jądrowych**. Idąc tropem rozumowania Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji, energetyka jądrowa powinna być podporządkowana prymatowi OZE, nawet kosztem konsumentów i podatników. **Dogmat o preferencyjnym traktowaniu OZE i praktyczny zakaz ich wypierania z systemu przez inne niskoemisyjne technologie (takie jak EJ) nie bierze pod uwagę VALCOE – całościowego kosztu systemowego transformacji energetycznej opartej na OZE, w tym konieczności budowy wielkoformatowych magazynów energii czy o wiele większych wydatków na sieci przesyłowe**.

W przypadku CfD Komisja Europejska ma zatem już określoną wykładnię. Fakt ten w połączeniu z wymienionym powyżej ryzykiem skokowego wzrostu kosztu kapitału wskutek opóźnień w budowie elektrowni **wskazuje na konieczność rozważenia zastosowania innych niż „bezpośrednie wsparcie cen” mechanizmów w kontekście kolejnych projektów polskiej energetyki jądrowej, w tym Coal-to-Nuclear**.

Zalety: CfD niewątpliwie zapewnia inwestorowi stabilność części przychodów w długiej perspektywie np. 20–40 lat (pod warunkiem że wolumen jest dopuszczony do rynku). Taka gwarancja jest często niezbędna (szczególnie w przypadku wielkoskalowych inwestycji), aby uzyskać finansowanie dłużne na budowę elektrowni. Kontrakty różnicowe bardzo dobrze sprawdziły się w Wielkiej Brytanii w kontekście budowy mocy wytwórczych morskich farm wiatrowych, jak również, w mniejszym stopniu, projektów elektrociepłowniowych⁶⁰. Jest to również powszechnie wykorzystywany mechanizm wsparcia w energetyce.

Wady: Powodzenie projektu opartego na CfD jest w dużym stopniu zależne od sytuacji gospodarczej, a tym samym kosztu kapitału w przededniu podjęcia decyzji inwestycyjnej. Uzgodniona zawczasu z rządem cena gwarantowana może okazać się niewystarczająca dla instytucji finansowanych w kontekście obsługi zadłużenia, co uniemożliwi finansowanie w formule *project finance*. Ponadto w przypadku, gdy FID zostanie podjęty, ale dojdzie do opóźnień w budowie, koszt naliczanych odsetek spowoduje wzrost kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. W kontekście UE ważne jest podkreślenie, że obecna polityka Komisji Europejskiej dotycząca pomocy publicznej (i decyzja odnośnie elektrowni Dukovany II) potencjalnie znacząco ogranicza korzyści płynące z wykorzystania CfD na potrzeby energetyki jądrowej.

Zastosowanie dla ścieżki Coal-to-Nuclear

Kontrakty różnicowe mogą być efektywnym mechanizmem wsparcia zarówno dla SMR, jak i dla inwestycji Coal-to-Nuclear, o ile te moce wytwórcze będą pracowały w podstawie. W obu przypadkach stabilność przychodów może pomóc w pozyskaniu finansowania i przyspieszeniu wdrożenia technologii, jednak konieczne będzie dostosowanie modelu CfD do specyfiki tej technologii, np. przez różnicowanie stawek dla kolejnych jednostek w zależności od lat, w których będą rozwijane, i od obszaru, na którym będą rozwijane, lub dodatkowych funkcji, które będą spełniać.

⁶⁰ Kent heat and power plant becomes UK's first energy-from-waste CfD facility, 14.08.2020, <https://www.businessgreen.com/news/4019013/kent-heat-power-plant-uk-energy-waste-cfd-facility>.

5.2.2 REGULATED ASSET BASE (RAB)

Jest to **model finansowania sprawdzony w Wielkiej Brytanii przy wielkoskalowych projektach infrastrukturalnych** dotyczących lotnisk, systemów kanalizacyjnych, rurociągów gazowych oraz elektroenergetycznych sieci przesyłowych.

W 2022 r. rząd Rishi Sunaka przeprowadził przez parlament ustawę o finansowaniu nowych projektów jądrowych **z myślą o zaaplikowaniu tego modelu do nowych projektów jądrowych w Wielkiej Brytanii.**

W ramach takiego modelu inwestor otrzymuje koncesję/licencję od regulatora na sprzedaż energii elektrycznej **po określonej, regulowanej cenie w zamian za obowiązek, z pewnymi wyłączeniami dotyczącymi high impact events, sfinalizowania inwestycji i uruchomienia elektrowni.** Tym samym końcowi odbiorcy energii uczestniczą w finansowaniu budowy i pracy elektrowni – inwestor nie ponosi ryzyka budowy samodzielnie (a na dodatek otrzymuje gwarancję, że w określonych przypadkach i powyżej pewnego pułapu finansowego to rząd przejmie odpowiedzialność za ryzyka związane z projektem). **Ten koszt jest odzwierciedlony w rachunkach, które płać odbiorcy końcowi w czasie budowy elektrowni.** Dzięki temu można **uniknąć kumulacji odsetek**, które byłyby naliczane w ramach finansowania dłużnego i które ostatecznie wpływałyby na podwyższenie kosztów, jakie muszą pokryć konsumenci po zakończeniu budowy i w czasie funkcjonowania elektrowni.

Według obliczeń wykonanych w ramach prac zleconych przez rząd Rishi Sunaka **model RAB pozwoli na niższe koszty dla konsumentów rzędu 30 mld funtów brytyjskich (względem finansowania w ramach systemu CfD na przykładzie Hinkley Point C)⁶¹ przy zachowaniu odpowiednich bodźców dla inwestora, które mają zminimalizować ryzyko opóźnień i niedotrzymania budżetu.** Ten model zakłada, że państwo ma możliwość oszacowania adekwatnego podziału ryzyka przed rozpoczęciem inwestycji i zastosowania skutecznych bodźców, które skłonią inwestora do przeciwdziałania rażącym opóźnieniom oraz wzrostowi kosztów.

Natomiast nie ulega wątpliwości, że w systemie RAB ryzyko jest „przerzucane” częściowo na konsumentów, zanim jeszcze zaobserwują jakiegokolwiek korzyści wynikające z inwestycji. **Przeciwnicy tego modelu twierdzą wręcz, że jest to przykład uspołeczniania kosztów i ryzyk związanych z inwestycją przy zachowaniu pełni korzyści przez inwestora.** Albowiem z jednej strony konsumenci poprzez dodatkową opłatę *de facto* współfinansują, przy zerowym oprocentowaniu, koszt budowy, a z drugiej strony podatnicy zapewniają inwestorowi ostateczną gwarancję (*backstop protection*) na wypadek zaistnienia czynników uniemożliwiających kontynuowanie budowy.

Otwarte ponadto pozostaje pytanie, **czy RAB byłby najwłaściwszym systemem wsparcia przy modułowych projektach SMR**, w których z jednej strony ryzyko opóźnień w budowie i eskalujących kosztów (z uwagi na ich skalę) jest potencjalnie mniejsze, a z drugiej strony łatwiej jest pozyskać i zakontraktować klienta (poprzez PPA – power purchase agreement) na całą moc wytwórczą elektrowni. Przy tego typu projektach, z uwagi na niższą kwotę wymaganego CAPEXu, prawdopodobieństwo finansowania projektu przez wkład własny inwestora (*balance sheet*), zielone obligacje⁶² albo zdobycie finansowania dłużnego typu „project finance” jest stosunkowo większe.

61 New finance model to cut cost of new nuclear power stations, 26.10.2021, <https://www.gov.uk/government/news/new-finance-model-to-cut-cost-of-new-nuclear-power-stations>.

62 OPG expands green financing to include new nuclear, 26.06.2024.

TAB. 3 **SPODZIEWANA ALOKACJA GŁÓWNYCH RYZYK ZWIĄZANYCH Z PROJEKTEM SIZEWELL C W RAMACH MECHANIZMU RAB⁶³**

		Polityczne i regulacyjne	Związane z budową	Związane z eksploatacją	Związane z rynkiem energii	Związane z likwidacją i gospodarką odpadami
Operator	Sizewell C					
Wykonawca EPC / dostawca technologii	Multiple contractors/ EDF Energy					
Współudziałowcy	EDF Energy, UK Govt., adt. TBD					
Dostawcy finansowania dłużnego	TBD					
Rząd	UK Government					
Konsumenci						

Poziom ekspozycji na ryzyko: ■ Wysokie ryzyko
■ Umiarkowane ryzyko
■ Niskie ryzyko
■ Brak ekspozycji
■ Nie dotyczy

ŹRÓDŁO: Clean Air Tas.k Force

Jak obliczyli naukowcy z Uniwersytetu w Cambridge⁶⁴, **finansowanie kosztów budowy elektrowni poprzez dodatkową opłatę konsumencką pozwoliłoby (przy założeniu stopy dyskontowej na poziomie 2%) na obniżenie LCOE projektu do 50 GBP/MWh (ok. 250 PLN/MWh)**. Dodatkowy koszt w przeliczeniu na konsumenta brytyjskiego (których w sumie jest 27 mln) miałby wynieść 4 GBP na rok. Warto jednak zwrócić uwagę na fakt, że **wyliczenia te zostały wykonane w 2019 r., czyli przed kryzysem inflacyjnym i znaczącą podwyżką stóp procentowych, a tym samym nie odzwierciedlają w pełni obecnie wymaganych nakładów kapitałowych (CAPEX)⁶⁵**.

Zalety: Propozycja wykorzystania modelu RAB w kontekście energetyki jądrowej jest próbą odpowiedzi na problemy, których rząd brytyjski doświadczył w przypadku elektrowni Hinkley Point C, budowanej w formule CfD. Rząd, ustalając ramy prawne i mechanizm nadzoru nad projektem, zapewnia przejrzystość i przewidywalność finansową inwestycji, co poprawia jej wiarygodność. Model RAB przeciwdziała ryzyku skokowego wzrostu nakładów inwestycyjnych w przypadku znaczących opóźnień w budowie, ponieważ określa, jakie koszty mogą być stopniowo przenoszone na odbiorców energii. Inwestor ma być chroniony przed kumulacją odsetek poprzez stałą opłatę konsumencką przeznaczaną na budowę, co sprawia, że zwrot części kosztów inwestycyjnych następuje w czasie rzeczywistym, a nie dopiero po oddaniu elektrowni do użytku. Takie rozwiązanie mityguje ryzyko, że jakiegokolwiek opóźnienia wpłyną na wzrost zadłużenia inwestora, a tym samym zwiększą ryzyko braku zwrotu z inwestycji. W rezultacie inwestycja wydaje się mniej ryzykowna, co prowadzi do obniżenia kosztów kapitału (dostępność tańszych kredytów).

63 Financing nuclear energy in Poland, 9.12.2024, <https://www.catf.us/resource/financing-nuclear-energy-poland/>.64 D. Newbery i in., *Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model*, EPRG Working Paper no. 1926, Cambridge University, 2019, <https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2023/12/eprg-wp1926.pdf>.65 New Perspectives for Financing Nuclear New Build, OECD, NEA, 2022, https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2022-12/7632_nea_financing_report.pdf;
D. Newbery i in., *Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model*.

Wady: Modelowi RAB można zarzucić, że jest przykładem mechanizmu, który zakłada prywatyzację zysków, a socjalizację kosztów, albowiem skutkuje przetrzuceniem głównego ryzyka związanego z budową elektrowni na konsumenta, po to aby chronić ROI inwestora. Może się to spotkać z oporem społecznym i politycznym, zwłaszcza jeśli projekt będzie się opóźniał. Utrudnia również rezygnację z projektu, nawet jeśli warunki rynkowe i otoczenie biznesowe ulegną znaczącym zmianom.

Zastosowanie dla ścieżki Coal-to-Nuclear

Model RAB może zostać wykorzystany przy finansowaniu inwestycji opartych na koncepcji Coal-to-Nuclear tylko pod warunkiem, że inwestycje te będą wynikiem konsensusu społeczno-politycznego. Musi on wskazywać, że konkretne przedsięwzięcie, realizowane w konkretnej lokalizacji, będzie służyć celom transformacji energetycznej, poprawie bezpieczeństwa energetycznego kraju, a korzyści zeń wynikające będą konkretne i policzalne. Przygotowanie założeń RAB do takiego długofalowego wsparcia stanowić będzie w warunkach polskich wyzwanie, gdyż będą musiały one być odporne na zmiany interesów politycznych w ramach kolejnych rządów.

5.2.3 BUILD, OPERATE, TRANSFER (BOT)

Model ten jest stosowany w przypadku inwestorów zagranicznych, którzy otrzymują **koncesję na budowę elektrowni i jej wykorzystanie przez określony czas, po którego upływie muszą przekazać infrastrukturę w ręce rządu lub wskazanego przez rząd podmiotu państwowego**. Ten mechanizm ma na celu przyciągnięcie do kraju zagranicznego kapitału w sytuacji niedoboru odpowiednich inwestorów na rodzimym rynku oraz braku przepustowości rodzimego rynku finansowego. Jest to forma partnerstwa publiczno-prywatnego. W ramach tego modelu określone są: czas trwania koncesji, warunki finansowe oraz sposób zarządzania obiektem. Przykładem wykorzystania modelu BOT poza energetyką są inwestycje w infrastrukturę transportową – autostrady i lotniska.

Jednym z projektów w energetyce jądrowej, który został pierwotnie zaplanowany w tej formule, była **elektrownia Sinop na tureckim wybrzeżu Morza Czarnego**. Rząd turecki podpisał umowę z konsorcjum złożonym z Mitsubishi Heavy Industries (MHI) oraz EDF przy wsparciu rządu Japonii i japońskiego konglomeratu Itochu. Ostatecznie umowa została rozwiązana w 2018 r. na skutek znaczącego wzrostu kosztów budowy, związanego z wymaganymi usprawnieniami systemu bezpieczeństwa po katastrofie w Fukushima (Sinop znajduje się na terenie aktywnym sejsmicznie) oraz dewaluacji tureckiej liry.

Wykorzystanie tego modelu (np. w połączeniu z długoletnimi umowami PPA – jak to było planowane w kontekście projektu Sinop) na rynku polskim w przypadku dużych elektrowni byłoby problematyczne, ponieważ **infrastruktura tej skali jest uznawana za strategiczną, co wiąże się z koniecznością sprawowania nad nią kontroli przez państwo**.

Natomiast może to być model, z którego będą chcieli skorzystać inwestorzy z branży IT (typu Google, Amazon) z myślą o zasilaniu ich własnych baz danych (*data centre*) przez niezawodne źródło energii.

Zalety: BOT jest dobrym rozwiązaniem w sytuacji, gdy kraj chcący przyciągnąć taką inwestycję nie posiada ani *know-how* technologicznego, ani rodzimego podmiotu lub grupy kapitałowej chcącej takie ryzyko podjąć. Prywatny inwestor dba o rentowność projektu w okresie otrzymanej koncesji, co może skutkować lepszym zarządzaniem sprzedażą energii i optymalizacją kosztów. Oprócz tego warto rozważyć ten model w sytuacji, kiedy inwestor zagraniczny planuje budowę elektrowni o mniejszej skali z myślą o zasileniu własnego zakładu (np. centrum przetwarzania danych).

Wady: Projekty BOT wymagają wieloletniego okresu eksploatacji lub zastosowania wysokich opłat, aby inwestor mógł odzyskać zwrot poniesionych nakładów. Nadmierne wykorzystanie podejścia BOT może generować ryzyka wpływające na bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej państwa. W przypadku problemów finansowych inwestora rząd może być zmuszony do renegocjacji umowy inwestycyjnej, co generuje dodatkowe koszty.

Zastosowanie dla ścieżki Coal-to-Nuclear

W przypadku projektów o strategicznym znaczeniu dla rozwoju i bezpieczeństwa państwa, takich jak Coal-to-Nuclear, pozostawienie decyzji o rozpoczęciu lub zaniechaniu inwestycji wyłącznie w rękach zagranicznego inwestora (odpowiedzialnego za dostarczenie technologii i kapitału) nie jest rozwiązaniem optymalnym. Ponadto elektrownie jądrowe są traktowane jako obiekty szczególnej uwagi z powodu światowego konsensusu co do ograniczenia proliferacji materiałów rozszczepialnych. Być może wraz z dynamicznym rozwojem segmentu SMR, oraz w ich obszarze nowymi rozwiązaniami z dziedziny bezpieczeństwa pojawi się okazja do rozpoczęcia dyskusji dotyczącej prywatyzacji tych inwestycji.

5.2.4 MODEL SAHO

Alternatywny model SaHo został przygotowany przez dr Bożenę Horbaczewską ze Szkoły Głównej Handlowej i Łukasza Sawickiego, analityka branży jądrowej. **Bazuje on na modelu spółdzielczym, który sprawdził się w Finlandii (Mankala).**

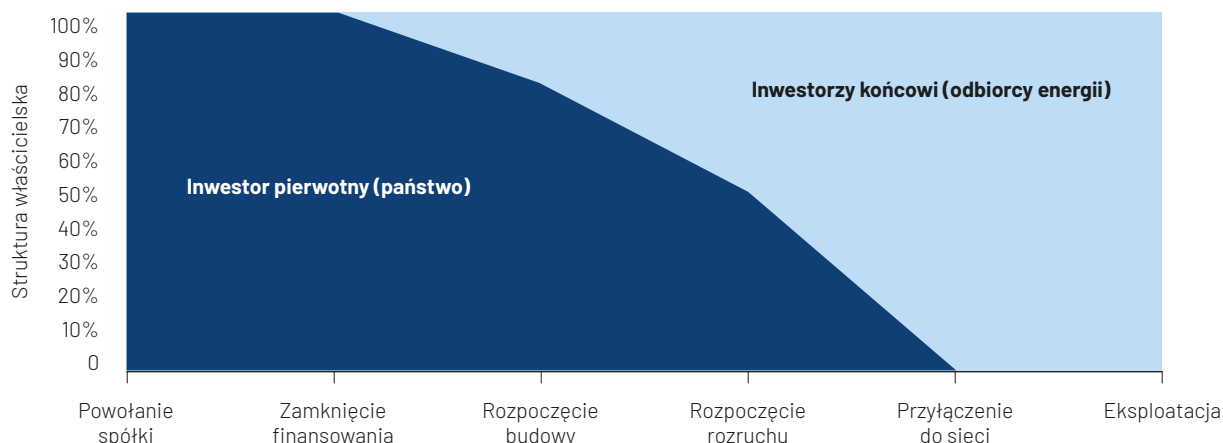
Według autorów tego modelu głównym wyróżnikiem SaHo jest to, iż **jego celem jest dostarczenie energii elektrycznej do odbiorców końcowych po najniższej możliwej cenie, a nie (jak w przypadku CfD) wypracowanie akceptowalnego zwrotu z inwestycji dla inwestora.** Innymi słowami, w ramach SaHo spółka celowa nie jest nastawiona na zysk – wytwarzana w elektrowni jądrowej energia elektryczna ma być sprzedawana po kosztach właścicielom.

W tym modelu tzw. inwestor pierwotny (czyli w zależności od wersji modelu państwo lub jego odpowiednik⁶⁶) powołuje spółkę kapitałową (akcyjną), której celem jest budowa i eksploatacja elektrowni. Inwestor pierwotny więc bierze na siebie większość ryzyka związanego z inwestycją w początkowych fazach projektu, co obejmuje ryzyko polityczne, regulacyjne i ekonomiczne. Następnie akcje spółki sprzedawane są końcowym odbiorcom energii (tzw. inwestorom końcowym – przedsiębiorstwom, samorządom, ale też gospodarstwom domowym) w dowolnym momencie w trakcie budowy, w miarę jej postępu. **Sprzedaż prowadzona jest na zasadach rynkowych, w formie aukcji. Akcjonariusze mają prawo i obowiązek odbioru energii po kosztach jej wytworzenia, proporcjonalnie do udziału we własności.** Według autorów jest to „inicjowana (i ewentualnie kontrolowana) przez państwo lub jego odpowiednik para-spółdzielnia odbiorców końcowych energii”⁶⁷. Z uwagi na uwarunkowania polskiego sektora elektroenergetycznego (ze znaczącym udziałem Spółek Skarbu Państwa⁶⁸), trudno wyobrazić sobie sytuację, w której Model SaHo zostałby na obecnym etapie wdrożony bez udziału państwa jako inwestora pierwotnego (bezpośrednio lub, np. w przypadku projektów o mniejszej skali, poprzez producenta energii elektrycznej kontrolowanego przez

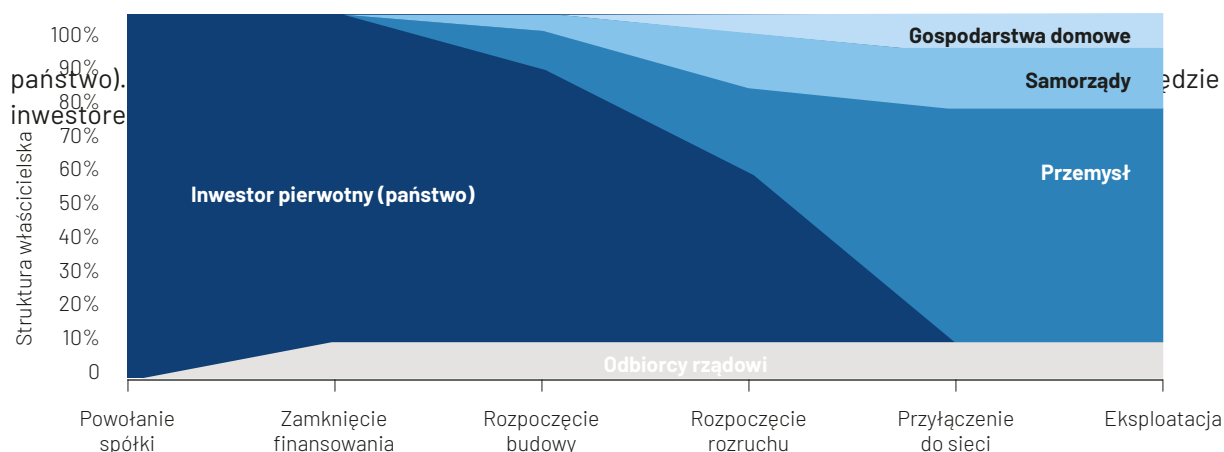
66 Zarówno w wersji wyjściowej jak i podstawowej autorzy wskazali na państwo jako inwestora pierwotnego. Zostały również wypracowane wersje modelu gdzie drugim (obok państwa) lub jedynym inwestorem pierwotnym jest podmiot prywatny, który spełnia określone warunki: (a) jest w stanie wziąć na siebie ryzyko okresu budowy, (b) gwarantuje ukończenie projektu, (c) posiada dostęp do taniego kapitału, (d) jego celem jest sprzedaż akcji inwestorom końcowym przed uruchomieniem elektrowni jądrowej. Jako przykład takiego inwestora jest przywoływany doświadczony dostawca technologii powiązany z dużymi instytucjami finansowymi. Źródło: <https://sahomodel.pl/o-modelu/>.

67 Czym jest Model SaHo?, <https://sahomodel.pl/o-modelu/>.

68 Spółki Skarbu Państwa gwarantem bezpieczeństwa energetycznego Polski, 12.10.2022, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/spolki-skarbu-panstwa-gwarantem-bezpieczenstwa-energetycznego-polski>.

WYK. 11 MODEL SAHO – WERSJA PODSTAWOWA⁶⁴

ŹRÓDŁO: sahomodel.pl.

WYK. 12 MODEL SAHO – WERSJA ROZSZERZONA⁶⁵

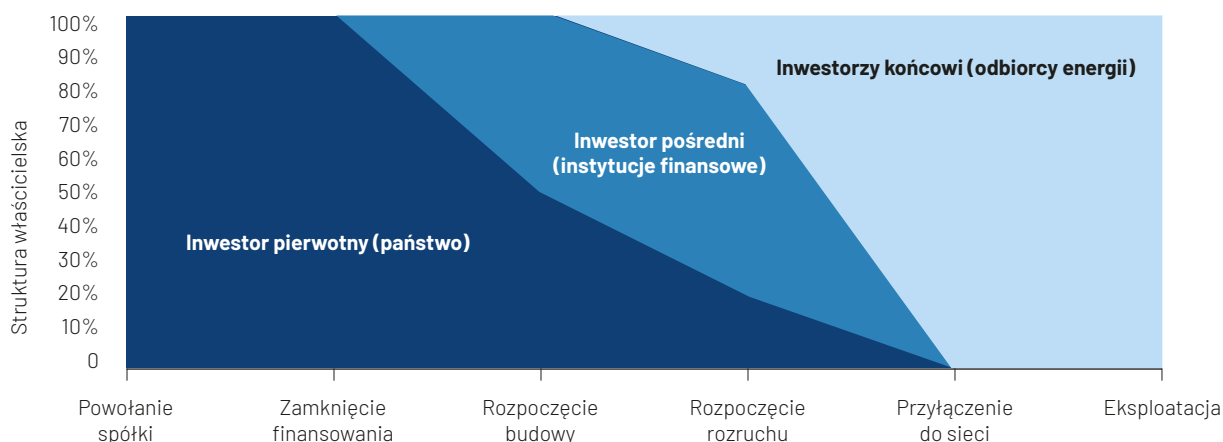
ŹRÓDŁO: sahomodel.pl.

Wedle obecnych regulacji sprzedaż energii elektrycznej z elektrowni jądrowej na rynku energii jest niepewna, ponieważ energia wytworzona w OZE posiada priorytet⁷¹ nie tylko jeżeli chodzi o przyłączenie takiej instalacji do sieci, ale również w dostępie do sieci w ramach modelu rankingu cenowego (merit order). **SaHo jest zatem modelem, który byłby wyłączony ze zderegulowanego rynku energii**, na którym cena zakupu energii jest zmienna, a w związku z tym poziom przychodów z jej sprzedaży – niepewny.

69 Czym jest Model SaHo?, <https://sahomodel.pl/o-modelu/>.

70 Ibidem.

71 Dla przykładu najnowszy blok jądrowy w Czechach nie może konkurować z OZE (wypierając ich z rynku). Wobec tego CfD musi skompensować ryzyko braku sprzedaży energii.

WYK. 13 MODEL SAHO – WERSJA Z INWESTOREM POŚREDNIM⁶⁷

ŹRÓDŁO: sahomodel.pl.

W ramach tego modelu istnieje też możliwość obrotu akcjami spółki w trakcie budowy, co może być atrakcyjne dla inwestorów finansowych typu *mezzanine* z uwagi na potencjał realizacji wysokiej stopy zwrotu.

Zalety: Państwo (przyjmujemy, że na gruncie polskim to podmiot państwowy będzie inwestorem pierwotnym) finansuje budowę przy niskim koszcie kapitału (z uwagi na niskie ryzyko niewypłacalności) – ma dostęp do środków o preferencyjnym oprocentowaniu w stosunku do prywatnego inwestora. Inwestycja finansowana w ramach modelu SaHo przez inwestorów końcowych może być postrzegana jako bezpieczna lokata kapitału i ochrona przed inflacją – wartość akcji będzie rosła wraz ze wzrostem cen energii dla odbiorców na rynku otwartym. Odbiorcy-właściciele kupują energię (w ilości proporcjonalnej do udziału we własności) z „własnej” elektrowni jądrowej, co **gwarantuje sprzedaż całości wyprodukowanej energii elektrycznej po koszcie wytworzenia, bez marży zysku, bez pośredników**. To w efekcie przekłada się na brak finansowania projektu przez narzucenie dodatkowych opłat w taryfie dla konsumentów indywidualnych (jak np. w RAB). Co istotne, fiński model Mankala i polski model SaHo są **zgodne z regulacjami UE – nie stanowią mechanizmu bezpośredniego wsparcia cen oraz są oparte na autoprodukcji i paraspółdzielni energetycznej w zgodzie z wytycznymi Komisji Europejskiej co do rozwoju rynku energii UE**. Model SaHo byłby szczególnie warty rozważenia w kontekście klastrów przemysłowych z dużą ilością przedsiębiorstw energochłonnych, gdzie pojedyncze przedsiębiorstwa mogłyby być zainteresowane wykupem akcji w skali proporcjonalnej do ich zapotrzebowania na energię elektryczną. Atutem modelu SaHo jest też zawarty w nim mechanizm recyklingu pieniędzy (po sprzedaży pierwszego bloku w ramach aukcji można wykorzystać te fundusze na potrzeby sfinansowania kolejnej inwestycji – bloku jądrowego), co umożliwi budowę przy niewielkich nakładach większej liczby źródeł jądrowych.

Wady: Model SaHo (i jego wersje, których w momencie powstawania raportu jest w sumie osiem) jest obecnie w fazie koncepcyjnej. Tym samym trudno tutaj mówić o wadach na bazie doświadczeń z już zrealizowanych projektów. Bazując na historycznych doświadczeniach w sektorze energetycznym oraz na międzynarodowych rynkach finansowych, można zidentyfikować wyzwania, z którymi inwestycje realizowane w wersji

72 Czym jest Model SaHo?, <https://sahomodel.pl/o-modelu/>.

wyjściowej lub podstawowej modelu SaHo (najbardziej prawdopodobnej na gruncie polskim) musiałyby się zmierzyć.

W kontekście polskim, wobec braku rozwiniętej spółdzielczości energetycznej na takim poziomie jak to ma miejsce np. w Finlandii⁷³, to podmiot państwowy musiałoby podjąć się budowy elektrowni jądrowej, a następnie sprzedać akcje zainteresowanym energochłonnym podmiotom. Model SaHo w wersji wyjściowej lub podstawowej wymaga nie tylko istotnego zaangażowania, ale i poniesienia przez podmiot państwowy znacznych wydatków pokrywanych np. z budżetu państwa na początkowym etapie rozwoju i budowy projektu (gdy ryzyko niepowodzenia jest największe). W dobie rygorystycznej polityki fiskalnej (po latach obowiązywania niskich stóp procentowych), przejawiającej się m.in. silną presją, aby ocenę ryzyka oraz finansowanie tego typu projektów pozostawić rynkowi i inwestorom prywatnym, rząd, który podejmie decyzję o inwestycji opartej na wersji wyjściowej lub podstawowej⁷⁴ modelu SaHo (lub na jakimkolwiek innym mechanizmie z wiodącą rolą państwa), będzie musiał zmierzyć się z krytyką dotyczącą niegospodarnego wydatkowania środków publicznych (w przypadku SaHo przynajmniej do czasu sprzedaży akcji spółki w ramach np. aukcji). Kapitałochłonne projekty inwestycyjne prowadzone w silnie upolitycznionym otoczeniu instytucjonalnym są narażone na istotne ryzyka systemowe, w tym niestabilność wsparcia politycznego, obniżoną efektywność realizacyjną oraz deficyt przejrzystości decyzji inwestycyjnych, zwłaszcza w kontekście zmian administracyjnych czy rotacji władzy. W kontekście SaHo, taka sytuacja może zniechęcać inwestorów końcowych do zaangażowania własnego kapitału, a oczekiwany przez państwo poziom zbycia udziałów może nie zostać osiągnięty⁷⁵. Pewnym wyjściem byłoby tutaj z pewnością podjęcie na wczesnym etapie dialogu z potencjalnymi inwestorami tak, aby poznać ich oczekiwania i aktywnie tym ryzykiem zarządzać. Natomiast nawet w przypadku podpisania umowy przedwstępnej, **w momencie rozpoczęcia budowy inwestorów końcowych nie będzie obowiązywać ostateczna umowa, która nakładaby na nich obowiązki i ryzyka analogiczne do tych, które są nakładane na inwestora w ramach innych mechanizmów wsparcia przedstawionych w tym raporcie.**

Wyzwaniem będzie również ustalenie ceny sprzedaży udziałów spółki – po zakończeniu budowy elektrowni jądrowej cena powinna być atrakcyjna dla inwestorów końcowych (biorąc pod uwagę profil ryzyka, w tym długoterminowość takiej inwestycji), ale jednocześnie nie może narazić inwestora pierwotnego (Skarbu Państwa) na straty i prowadzić do zarzutów o niegospodarność. Z jednej strony można stwierdzić, że to „rynek” określi cenę tych udziałów. Należy zauważyć, że byłby to rynek płytki (obejmujący jedynie podmioty gotowe być odbiorcami końcowymi – a nie, jak w przypadku modelu Mankala, również spółki obrotu) oraz o ograniczonej płynności („papierem wartościowym” byłyby tutaj akcje w tej konkretnej elektrowni jądrowej – bez, jak to ma miejsce w modelu Mankala, możliwości odsprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na rynku „spot”⁷⁶). Z uwagi na tę charakterystykę, wyzwaniem byłoby zbudowanie rynku, który posiadałby płynność odpowiadającą np. rynkowi handlu gwarancjami pochodzenia.

Dlatego, o ile teoretycznie inwestorzy końcowi w modelu SaHo mają możliwość kupna lub sprzedaży akcji spółki (elektrowni jądrowej) w dowolnym momencie⁷⁷, obrót tytułami własności byłby obarczony dodatkowymi wymogami (np. z prawem pierwokupu dla pozostałych inwestorów pierwotnych, listą podmiotów, którym akcje sprzedać nie można itd.). To potencjalnie czyniłoby model SaHO mniej atrakcyjnym dla

73 Fakt ten był dla autorów jedną z kluczowych przesłanek wskazujących na potrzebę budowy alternatywnego modelu para-spółdzielczego.

74 Jak przyznają sami autorzy, wariant wyjściowy byłby również adekwatny dla technologii FOAK takich jak SMR; źródło: <https://sahomodel.pl/o-modelu/>.

75 W przypadku modelu SaHo istnieje ryzyko, że inwestycja mogłaby spotkać się z zarzutem, iż państwo wspiera w ten sposób konkretnych inwestorów końcowych a nie „zwykłych obywateli”. Podczas gdy w przypadku mechanizmu CfD, odpowiednik „inwestora końcowego” nie jest ściśle zdefiniowany, a więc w debacie publicznej potencjalnie łatwiej argumentować, że źródło jądrowe o mocy 1 GW+ będzie służyć ogółowi społeczeństwa.

76 Inwestorzy w modelu spółdzielczym Mankala mają możliwość odsprzedaży zbędnej energii na rynku NordPool.

77 <https://sahomodel.pl/korzysci/>.

energochłonnego inwestora końcowego, który np. chciałby mieć możliwość elastycznego dostosowania odbioru energii w odpowiedzi na wahania koniunktury gospodarczej (i tym samym popytu na jego produkty czy usługi). Wobec tego celem takiego inwestora byłoby, aby cena wykupu akcji od inwestora pierwotnego odzwierciedlała to ryzyko (porównywalne z klauzulą „take-or-pay” w umowach PPA przy ograniczonych możliwościach odsprzedaży „energii” czyli w tym wypadku akcji). Tym samym nie ma gwarancji, że cena, po której inwestorzy końcowi byłiby skłonni te udziały wykupić, umożliwiłaby inwestorowi pierwotnemu (państwu) „wyjście na zero” lub zrealizowanie zwrotu z inwestycji.

Pewnym rozwiązaniem mogłoby być stworzenie kompleksowej strategii włączania samorządów do tego typu projektów (co w pewnym stopniu zakłada już wersja rozszerzona (C) modelu SaHo) i umożliwienie zbywania tytułów własności w obrębie jednostek samorządu terytorialnego. Obecnie jednak nie ma na rynku polskim spójnej oferty dla samorządów w zakresie wspólnego finansowania energetyki.

Zastosowanie dla ścieżki Coal-to-Nuclear

Model SaHo cały czas ewoluuje i ma duży potencjał (szczególnie w kontekście klastrów przemysłowych), ponieważ wydaje się zbieżny z zasadą odpowiadania na lokalne zapotrzebowanie w ramach inwestycji w ścieżce Coal-to-Nuclear opartej o np. SMR. SMR-y mogą być budowane stopniowo, co pasuje do idei sukcesywnego wykupu udziałów przez inwestorów. Jednakże należy pamiętać, że każda z wersji modelu SaHo jest obecnie w fazie koncepcyjnej i nie była dotąd przetestowana na żadnej inwestycji związanej z budową elektrowni jądrowej⁷⁸. Jako że inwestycje w ścieżce Coal-to-Nuclear nie zostały dotychczas zrealizowane, nie posiadamy aktualnie danych umożliwiających wykonanie analizy porównawczej w zakresie faktycznego dostosowania takiego modelu do tego typu inwestycji. W przypadku efektywnego dostosowania modelu SaHo do specyfiki inwestycji środki finansowe z wykupu udziałów dużym atutem byłby fakt, że mogłyby być reinwestowane w kolejne projekty Coal-to-Nuclear, co pozwoliłoby na dalszą transformację sektora.

5.3 PREFEROWANE MODELE FINANSOWE PROJEKTÓW JĄDROWYCH W WARUNKACH POLSKICH

Rząd RP na potrzeby pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej w Kopalinie/Choczewie wybrał system wsparcia CfD. Tym, co mogło go skłonić do takiej decyzji, była **chęć jak najszybszego otrzymania pozytywnej decyzji odnośnie tej inwestycji ze strony Komisji Europejskiej**. Natomiast, wobec doświadczeń m.in. brytyjskich, warto zadać pytanie, czy jest to właściwy model w kontekście pełnoskalowej energetyki jądrowej. **Jeśli za główny wyznacznik przyjmujemy przystępność cenową energii wytwarzanej przez elektrownie – a tym samym konkurencyjność polskiej gospodarki oraz akceptację społeczną dla takiej inwestycji – to warto zastanowić się, czy nie można osiągnąć tego celu w bardziej efektywny sposób, stosując inny model.**

Biorąc pod uwagę fakt, że wybór system wsparcia ma przemożny wpływ na powodzenie realizacji projektu, taka decyzja (w kontekście kolejnych inwestycji) powinna być poprzedzona pogłębioną analizą, tak aby rząd wspólnie z ekspertami wypracował optymalny i dalekosiężny system wsparcia polskiej energetyki jądrowej.

Szeroko komentowany raport Mario Draghiego dotyczący konkurencyjności europejskiej gospodarki (lub jej braku) przedstawia energetykę jądrową jako ważne ogniwo europejskiego miksu energetycznego.

Tego typu podejście nie wydaje się natomiast domeną Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji.

⁷⁸ O ile model spółdzielczości energetycznej był punktem wyjścia dla SaHo, to jednak posiada on cechy (niezbędne z uwagi na polskie uwarunkowania) znacząco odbiegające od np. działającej od dekad z powodzeniem fińskiej Mankali.

Dlatego państwo polskie, w kontekście krajowego programu nuklearnego, w tym CtN, powinno wypracować plan B, na wypadek gdyby warunki przedstawione przez Komisję Europejską, dotyczące CfD dla elektrowni w Lubiatowie, już na starcie podważyły rację bytu tego mechanizmu w kontekście kolejnych inwestycji. **Polska nie może sobie pozwolić na wdrożenie strategii przejścia z węgla na atom tylko po to, aby następnie nie móc korzystać z tych mocy w podstawie.** Tak jak to zostało przedstawione powyżej, CAPEX stanowi gros kosztów projektu jądrowego, a koszty paliwa są o wiele mniej istotne. Zatem **praca elektrowni jądrowej w trybie szczytowo-rezerwowym mija się z celem i nie pozwala na realizację zwrotu z inwestycji** (szczególnie biorąc pod uwagę wpływ wyższych stóp procentowych, a co za tym idzie wyższego kosztu kapitału, na rentowność inwestycji jądrowych).

RYS. 4 **SPEKTRUM MECHANIZMÓW WSPARCIA NA PODSTAWIE PODZIAŁU RYZYK Pomiędzy PAŃSTWEM A PRYWATNYMI INWESTORAMI**



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie rankingu firmy KPMG.

Dlatego należy wypracować i przedstawić alternatywny model wsparcia na potrzeby kolejnych projektów, taki, który nie wiąże się z konwencjonalnym mechanizmem regulacji cenowej typu CfD. Biorąc pod uwagę to, że Mankala posiada już akceptację Komisji, a Model SaHo został zaprojektowany z myślą o polskim sektorze energetycznym, warto **powołać międzyresortowy zespół do przeprowadzenia kompleksowej analizy modeli finansowania energetyki jądrowej. Jego zadaniem byłoby określenie optymalnego podziału ryzyk między podmioty publiczne (czyli państwo) a sektor prywatny w warunkach polskich.** Celem takiej analizy powinno być wyłonienie na potrzeby kolejnych projektów (w tym Coal-to-Nuclear) takiego mechanizmu, który **z jednej strony maksymalizuje szanse na skuteczną realizację tych strategicznych inwestycji (alokując odpowiednio ryzyka z nimi związane), a z drugiej przyczynia się do ich akceptacji przez**

społeczeństwo (m.in. poprzez efektywność kosztową, a tym samym obniżenie kosztów energii elektrycznej dla konsumentów). Tym samym w ramach analizy **powinno się brać pod uwagę również modele pochodne lub hybrydowe względem tych przedstawionych w naszym raporcie**, ponieważ w miarę dojrzewania w Polsce rynku związanego z energetyką jądrową mechanizmy wsparcia również powinny ewoluować.

Jednocześnie polski rząd powinien podjąć starania na rzecz przekucia tez raportu Dragiego dotyczących energetyki na politykę Komisji Europejskiej – przede wszystkim w kwestiach włączenia energetyki jądrowej do systemu wsparcia w ramach tych funduszy europejskich, które obecnie są zarezerwowane dla OZE, oraz zmiany zakresu wiążących kraje członkowskie celów transformacji energetycznej z tych dotyczących tylko odnawialnych źródeł na wszystkie źródła zeroemisyjne. W tej materii mamy punkt widzenia zbieżny z Polskim Instytutem Ekonomicznym⁷⁹.

Wobec osiągnięcia przez projekty OZE pełnej komercjalizacji preferencyjne warunki, które Komisja Europejska zapewnia źródłom odnawialnym na rynku, przestają spełniać kryteria proporcjonalności (zgodnie z wykładnią Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji). Najwyższy czas na zmianę polityki unijnej w tym zakresie, odejście od dyskryminacji innych źródeł zeroemisyjnych i przywrócenie energetyce jądrowej jej pierwotnej roli jako jednego z filarów UE (vide Euratom).

79 A. Juszcak i in., *What policies for a secure and competitive Europe? 10 ideas for the European Commission*.

6. LEKCJE DLA ŚCIEŻKI COAL-TO-NUCLEAR WYNIKAJĄCE Z DOŚWIADCZEŃ OZE



Nowe podejście w energetyce jądrowej, takie jak ścieżka Coal-to-Nuclear czy SMR, wprowadza innowacyjne rozwiązania, wymagające odpowiedniej infrastruktury oraz spójnych polityk regulacyjnych – podobnie jak każda nowatorska technologia energetyczna. Plany transformacji energetycznej, w której system przesyłu i dystrybucji energii opiera się na inteligentnych sieciach łączących pogodozależne źródła z magazynami energii, wciąż wymagają wsparcia. Włączenie do tej układanki reaktorów IV generacji czy małych modułowych reaktorów (SMR) wymaga uwzględnienia ich już teraz w planach rozwoju sieci, przygotowujących z kilku- i kilkunastoletnim wyprzedzeniem. Same plany z poziomu OSP i OSD to jednak nie wszystko. Konieczne jest stworzenie odpowiedniego, sprzyjającego otoczenia biznesowego i tutaj możemy czerpać doświadczenia z wprowadzania na rynek innych niskoemisyjnych, do tej pory niekonwencjonalnych, źródeł energii. Trzeba jednak pamiętać o zachowaniu „współewolucji technologicznej”, w myśl której technologie energetyczne zależą od siebie nawzajem i rozwijają się w synergii, a nie zwalczają się w wyniku nadmiernego sprzyjania jednej technologii, co może w konsekwencji zdestabilizować system elektroenergetyczny. Chęć zmiany miksu energetycznego celem dywersyfikacji krajowych źródeł energii zawsze jest dobrym krokiem, niezależnie od jego pierwotnych pobudek – postępu technologicznego, poprawy bezpieczeństwa energetycznego, polityk klimatycznych czy też stabilizacji cen energii. Jednak same chęci mogą okazać się niewystarczające do wytworzenia sprzyjającego otoczenia dla inwestycji.

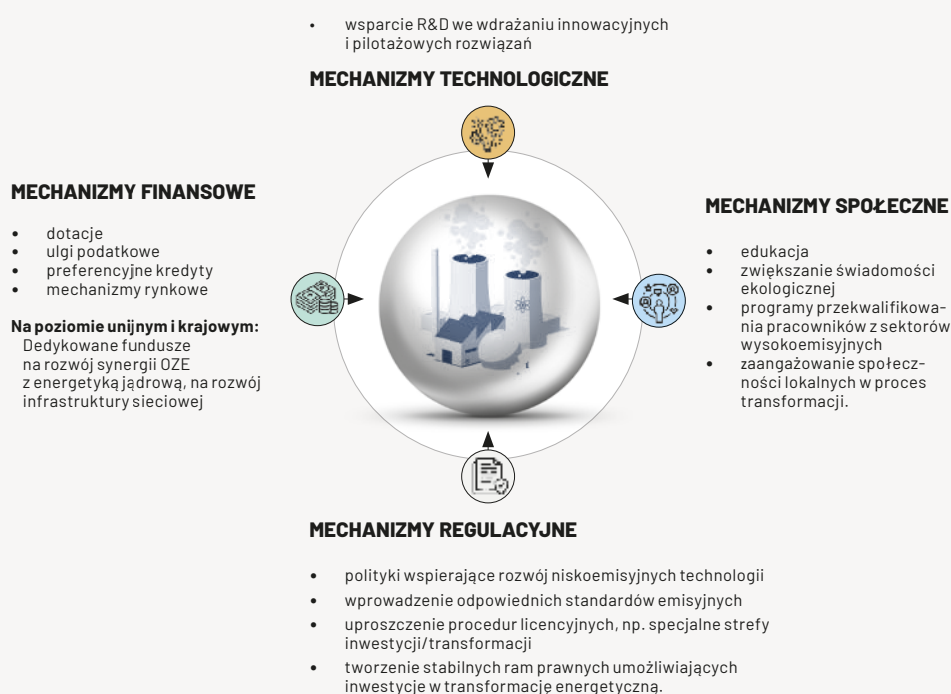
Polityki i regulacje odgrywają kluczową rolę w promowaniu nowych rozwiązań technologicznych, które przyspieszają proces dekarbonizacji w sektorach energetyki, transportu i rolnictwa. W Unii Europejskiej przez ostatnią dekadę szeroko wspierano rozwój OZE, co było możliwe dzięki stabilnemu środowisku legislacyjnemu, dostępowi do funduszy oraz współpracy między państwami członkowskimi. Przyjęcie pakietu Czysta energia dla wszystkich Europejczyków zainicjowało prace nad nowymi regulacjami, takimi jak dyrektywa OZE (RED II, RED III) oraz szerszy pakiet Fit for 55. Finansowanie inwestycji w odnawialne źródła energii zapewniają m.in. Fundusz Spójności i Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego (EFRR). Program LIFE wspiera projekty związane z ochroną środowiska i klimatem. Instrument „Łącząc Europę” (CEF) finansuje infrastrukturę energetyczną, w tym w szczególności projekty OZE. Subsydiowanie OZE w UE przeszło jednak znaczącą ewolucję – od bezpośrednich taryf gwarantowanych do bardziej złożonych mechanizmów rynkowych i regulacyjnych. Aktualnie wspierane są instalacje tzw. trzeciej generacji OZE, które są więcej niż tylko „samotnym” źródłem wytwarzania, tj. zorientowane są na poprawę efektywności, skalowalność i ograniczenie wpływu na środowisko. Mają one zapewniać lepszą integrację z systemem elektroenergetycznym poprzez instalacje hybrydowe, nierzadko z magazynem energii, pełnić funkcję P-to-X, najczęściej z komponentem wodorowym, lub skupiać się na „bardziej pewnych” sposobach pozyskiwania energii, takich jak np. energia oceaniczna, alternatywne paliwa czy morska energetyka wiatrowa. Wciąż jednak ze względu na dojrzałość technologiczną i swoistą „nowość” na rynku muszą być wspierane. Ta ścieżka dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej wymaga dalszych inwestycji, innowacji i zaangażowania wszystkich sektorów gospodarki. Unia Europejska w ramach Fit for 55 przyjmuje zasadę neutralności technologicznej. Oznacza to, że państwa członkowskie mogą wybierać technologie, które najlepiej odpowiadają ich potrzebom i możliwościom, pod warunkiem że przyczyniają się one do osiągnięcia celu redukcji emisji o 55% do 2030 r. oraz neutralności klimatycznej do 2050 r. Komisja Europejska uznała wybrane działania związane

z gazem ziemnym i energią jądrową – choć pod rygorystycznymi warunkami – za zgodne z celami klimatycznymi i środowiskowymi UE, co ma przyspieszyć odejście od źródeł kopalnych⁸⁰. Parlament Europejski już zauważył, że energia jądrowa stanowi niskoemisyjną alternatywę dla paliw kopalnych i odpowiada za prawie 26% produkowanej w UE energii elektrycznej⁸¹. W przypadku Polski energetyka jądrowa może być więc jak najbardziej uzupełnieniem rosnącego udziału OZE w systemie elektroenergetycznym. Przy czym powinniśmy patrzeć na to uzupełnienie w sposób bardziej ambitny, tj. podążać ścieżką dekarbonizacji Coal-to-Nuclear.

Ścieżka Coal-to-Nuclear stoi przed wieloma wyzwaniami, z którymi można spróbować sobie poradzić, czerpiąc doświadczenia z wprowadzania wspomnianych wyżej technologii OZE. W tym kontekście doświadczenia z wdrażania morskich farm wiatrowych, w tym pływających, z uwagi na skalę projektów – kapitałochłonność, czas trwania przygotowania i realizacji inwestycji – pokazują, jak istotne jest wsparcie regulacyjne i programy pomocowe, takie jak dopłaty czy ulgi podatkowe. Sukcesy i porażki tych inwestycji stanowią cenne lekcje przy rozwoju reaktorów jądrowych dla pierwszych innowacyjnych technologii (FOAK), zarówno samych technologii (reaktory IV generacji), jak i ich wykorzystania do nowych celów (SMR).

Trwały rozwój i komercjalizacja reaktorów IV generacji czy SMR będą możliwe, jeśli – wzorem dotychczasowych działań na rzecz upowszechnienia OZE – będzie budowana świadomość społeczna na temat korzyści płynących z tych technologii. Dzięki temu społeczeństwo zaakceptuje tworzenie synergii między wsparciem infrastrukturalnym, regulacyjnym oraz finansowym dla ścieżki Coal-to-Nuclear, co jest kluczowe dla przyszłości sektora energetycznego w Polsce. Jest duża szansa, że wówczas transformacja energetyczna w Polsce dokona się nie poprzez „krwawą rewolucję”, a w sposób ewolucyjny, tj. uwzględniać będzie istniejące, sprawnie funkcjonujące elementy systemu i infrastruktury, realia społeczno-ekonomiczne i potrzeby bezpieczeństwa energetycznego.

RYS. 5 RODZAJE MECHANIZMÓW WSPIERANIA ŚCIEŻKI COAL-TO-NUCLEAR



ŹRÓDŁO: opracowanie własne.

80 *Gaz i atom w taksonomii*, 2.02.2022, https://poland.representation.ec.europa.eu/news/gaz-i-atom-w-taksonomii-2022-02-02_pl.

81 C. Cordina, *Energia jądrowa*, maj 2024, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pl/sheet/62/energia-jadrowa>.

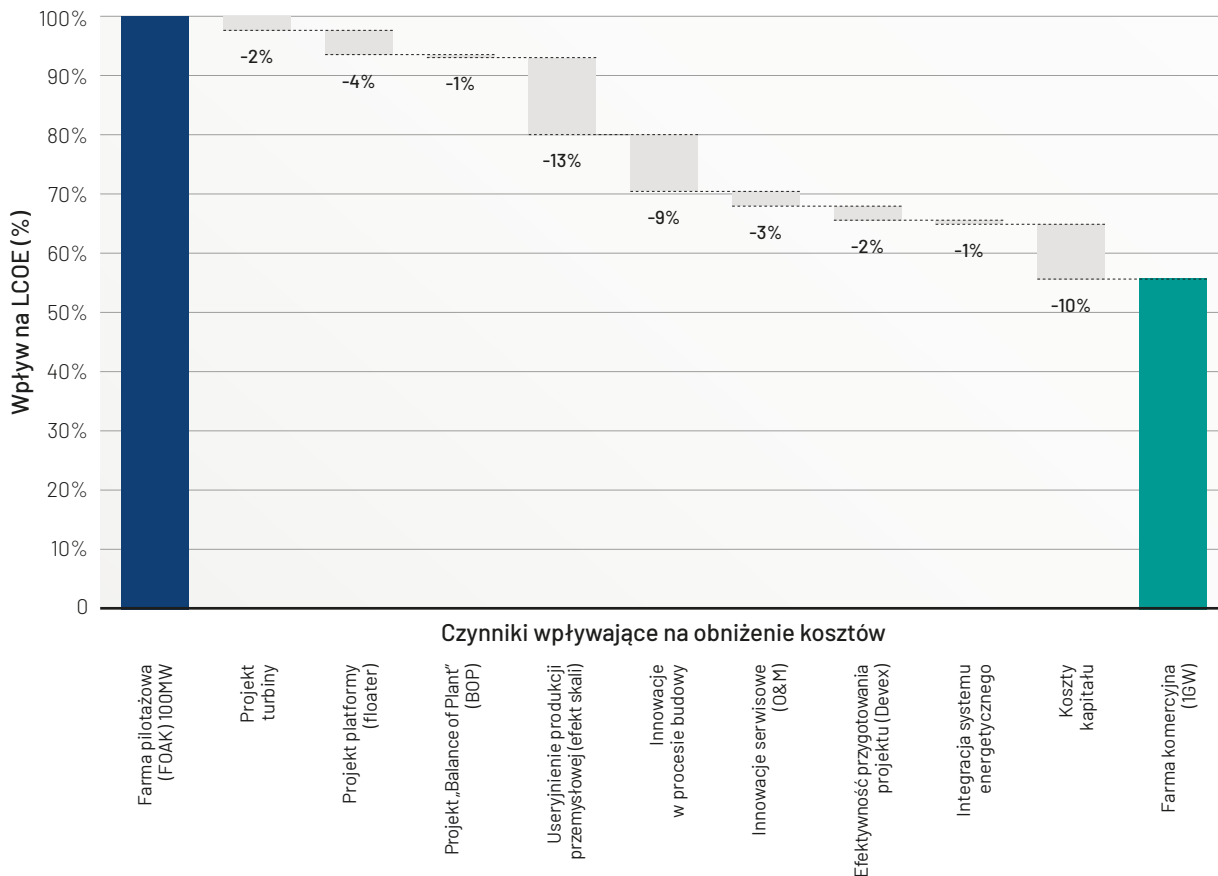
6.1 PROJEKTY PILOTAŻOWE I UDOWODNIENIE WYKONALNOŚCI TECHNOLOGII

Lekcja. Projekty pływających farm wiatrowych, takie jak Hywind Scotland⁸², uwypukliły potrzebę realizacji programów pilotażowych w celu wykazania wykonalności, budowania zaufania oraz udoskonalenia projektów przed ich skalowaniem. Aspekt ten jest poruszany w części raportu poświęconej teorii akceptacji i wprowadzania nowych technologii.

O ile LCOE⁸³ dla farmy FOW Hywind Scotland, otwartej w 2017 r., wynosi 245 EUR/MWh i sama w sobie nie byłaby ona komercyjnie uzasadniona, to jej budowa i eksploatacja pozwoliły Equinorowi na udoskonalenie projektu architektonicznego oraz technologii, a tym samym umożliwiły realizację kolejnej farmy o podobnych parametrach (Hywind Tampen) po niższych kosztach. Tę samą prawidłowość można zauważyć przy okazji projektów FOW opartych na innej technologii pływającej platformy (floater design) oraz systemów kotwiczących (mooring & anchoring system).

WYK. 14

PROFIL REDUKCJI LCOE PŁYWAJĄCYCH FARM WIATROWYCH NA PODSTAWIE GŁÓWNYCH CZYNNIKÓW KOSZTOWYCH⁸⁴



ŹRÓDŁO: FOW Cost Reduction Pathways, 2024,

82 Inwestor: Equinor; potencjał wytwórczy: 30 MW; wysokość inwestycji: 210 mln GBP.

83 Levelized Cost of Electricity (omówiony bardziej szczegółowo w rozdziale 5.1).

84 Floating Offshore Wind Centre of Excellence, FOW Cost Reduction Pathways, 2024, <https://fowcoe.co.uk/wp-content/uploads/2024/10/FOW-CoE-FOW-Cost-Reduction-Pathways-Public-Report.pdf>

Zastosowanie do technologii jądrowych. Pilotażowe projekty SMR, reaktorów IV generacji oraz adaptacji Coal-to-Nuclear są wysoce przydatne w celu pokazania ich technicznej wykonalności, bezpieczeństwa i efektywności operacyjnej. Takie podejście buduje zaufanie do technologii, zmniejsza postrzegane ryzyko, przyciągając zróżnicowanych inwestorów oraz zarządzając oczekiwaniami właściwych interesariuszy, a także opinii publicznej.

Państwo polskie, poprzez Narodowe Centrum Badań Jądrowych (NCBJ), jest już zaangażowane w projekt pilotażowy reaktora IV generacji, tj. reaktor ALLEGRO⁸⁵, który jest jednym z trzech projektów realizowanych pod egidą Komisji Europejskiej w ramach programu European Sustainable Nuclear Industrial Initiative (ESNII)⁸⁶. Projekt reaktora ALLEGRO został zainicjowany w 2005 r. przez francuską Komisję Energii Atomowej (CEA) jako demonstrator technologii reaktorów prędkich chłodzonych helem⁸⁷ (Gas Fast Reactor, GFR). W 2010 r. zarządzanie projektem przejęło konsorcjum V4G4 Centre of Excellence (Visegrad 4 for Generation 4 reactors)⁸⁸, skupiające instytucje z Węgier, Polski, Czech i Słowacji (zrzesza instytuty badawcze z państw Grupy Wyszehradzkiej – ÚJV Řež z Czech, MTA EK z Węgier, VUJE a.s. ze Słowacji i NCBJ z Polski). Narodowe Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) dołączyło do projektu w czerwcu 2012 r.

ALLEGRO ma na celu rozwój technologii reaktora pracującego na neutronach prędkich (takich, które mają wyższą energię niż neutrony, na których pracują reaktory lekkowodne – termiczne). W reaktorach pracujących na takich neutronach możliwy jest ich wychwyt przez nierozszczepialny uran-238, a następnie przekształcenie w rozszczepialny pluton-239, który jest stosowany również w paliwie MOX. Alternatywnie dla uranu-238 można stosować tor-232. Reaktor pracujący na neutronach prędkich jest zdolny do produkcji „własnego” paliwa – jest reaktorem paliworodnym, co potwierdziły eksperymenty w reaktorze Superphenix we Francji. Zaletą reaktorów na neutrony prędkie jest możliwość wykorzystania części wypalonego paliwa z reaktorów generacji II i III, pracujących na reaktorach termicznych, nie tylko poprzez „zużywanie” plutonu, ale również rozszczepianie aktynowców do izotopów o krótszym czasie życia i mniejszej aktywności.

Demonstrator reaktora ALLEGRO o mocy ok. 75 MWt jest rozwijany już od ponad dekady w ramach dedykowanych projektów, skoncentrowanych na konkretnych aspektach prototypu (cykl paliwowy, bezpieczeństwo). Oczekuje się, że w latach 2025–2026 podjęte zostaną kluczowe decyzje dotyczące przyszłości prototypu, tj. przejścia z fazy studium wykonalności do etapu przygotowania budowy demonstratora, w tym jego lokacji.

Przykład reaktora ALLEGRO, jako inicjatywy demonstracyjnej technologii reaktora IV generacji, pokazuje, że kluczowe dla państw zainteresowanych nową technologią jądrową jest posiadanie własnych zasobów badawczych, możliwości prowadzenia symulacji i eksperymentów oraz doświadczonej kadry naukowej. W tym kontekście również dla ścieżki Coal-to-Nuclear niezbędne będzie zademonstrowanie praktycznych rozwiązań. Budowa demonstratorów minimalizuje ryzyko związane z wprowadzaniem innowacji, przedstawiając jednocześnie dowód na ich skuteczność i opłacalność. W niektórych przypadkach, zwłaszcza gdy technologia jest dobrze znana i sprawdzona, budowa demonstratora może nie być konieczna i można ją zastąpić dogłębną analizą. W przypadku ścieżki Coal-to-Nuclear takie rozwiązanie zapewne będzie odpowiednim wyborem dla lokalizacji typu greenfield i z wykorzystaniem technologii reaktorów lekkowodnych generacji III i III+. Dla zastosowań w głębszym wymiarze wykorzystujących zastaną infrastrukturę oraz

85 ALLEGRO, https://allegroreactor.cz/#pll_switcher; NCBJ, news, 7.06.2023., <https://www.ncbj.gov.pl/aktualnosci/male-kroki-ku-wielkiemu-celowi-spotkania-grup-zaangazowanych-w-badania-nad-reaktorami>.

86 ESNII Vision Report No. 1, 8.04.2022, https://snetp.eu/wp-content/uploads/2023/09/ESNII_Vision_Paper_2022.pdf.

87 Pozostałe dwa projekty dotyczące powstawania reaktorów G4 opracowywane są przez zespoły pod kierownictwem Francji (reaktor chłodzony sodem) oraz Belgii i Rumunii (reaktory chłodzone stopem ołowiu z bizmutem).

88 V4G4 Centre of Excellence, <https://allegroreactor.cz/projects/>.

technologii IV generacji reaktorów, ścieżka Coal-to-Nuclear będzie wymagała co najmniej demonstracji technologii jądrowej.

6.2 STANDARYZACJA I MODUŁOWOŚĆ

Lekcja. Standaryzacja i modułowe projekty w sektorze morskich farm wiatrowych opartych na fundamentach (fixed offshore wind) pomogły obniżyć koszty oraz usprawnić produkcję oraz stopniowe wdrażanie turbin o większej efektywności. Obecnie w sektorze pływających farm wiatrowych (FOW), który nie osiągnął dotąd skali komercyjnej, testowanych jest ponad 100 projektów platform. Te, które zostały już z sukcesem wdrożone do eksploatacji, dzięki projektom pilotażowym mają przewagę nad innymi i tym samym istnieje większe prawdopodobieństwo, że staną się wiodącą technologią na etapie komercjalizacji.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Jeżeli chodzi o projekty SMR, to rozdrobnienie technologii jest nadal powszechne i wiele firm rozwija odrębne projekty⁸⁹, z tym że zdecydowana większość z nich nie osiągnęła nadal stadium pilotażowego (wyjątkiem jest chiński projekt ACP100⁹⁰). W miarę dojrzewania rynku niezbędna będzie konsolidacja technologii, pozwalająca osiągnąć korzyść skali i oddawać do użytku kolejne elektrownie po niższych kosztach. Skupienie się na standaryzacji projektów reaktorów oraz metodach modułowej budowy może przyczynić się do obniżenia kosztów, przyspieszenia wdrażania i uproszczenia procesów regulacyjnych. Rozwiązania te są kluczowe dla SMR, ale wymagają konsekwentnego wdrożenia, aby mogły przynieść zamierzone korzyści⁹¹. Również i dla idei Coal-to-Nuclear standaryzacja może przynieść wiele korzyści, np. przyspieszyć proces projektowania i budowy. Usystematyzowane podejście, zapewnione przez identyfikację aspektów, na które należy zwrócić uwagę przy studium wykonalności zdekarbonizowania bloków węglowych, przyspieszy etap planowania inwestycji, nawet przy neutralnym podejściu do dostawców technologii jądrowych. W tym kontekście platforma Transformacji Energetyki DESIRE może odegrać kluczową rolę, wspierając te działania, przyczyniając się do szybkiej transformacji energetycznej Polski.

6.3 UPROSZCZONE RAMY REGULACYJNE

Lekcja. Wczesne projekty farm wiatrowych napotykały trudności regulacyjne, co doprowadziło do stworzenia ram dostosowanych do technologii, przyspieszających procesy wydawania zezwoleń.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Kluczowa jest współpraca z organami regulacyjnymi na wczesnym etapie w celu ustanowienia jasnych, uproszczonych i odpowiednich dla technologii ram licencyjnych. Harmonizacja międzynarodowych regulacji dotyczących nowych reaktorów jądrowych ułatwi współpracę międzynarodową oraz eksport technologii.

W kontekście rozwoju technologii SMR w Europie istotne jest przyjazne środowisko regulacyjne w ramach UE i Euratomu. Dlatego też warto odnotować zawiązanie się, we współpracy z Komisją Europejską, sojuszu

89 Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce, Instytut Energetyki - Państwowy Instytut Badawczy, 2023, <https://ien.com.pl/baza-wiedzy/materialy-informacyjne/lancuch-wartosci-energii-jadrowej-w-polsce>.

90 ACP100, China's first modular reactor for sustainable nuclear energy, 17.09.2024, https://energynews.pro/en/acp100-chinas-first-modular-reactor-for-sustainable-nuclear-energy/#google_vignette.

91 C.A. Lloyd, T. Roulstone, R.E. Lyons, *Transport, constructability, and economic advantages of SMR modularization*, „Progress in Nuclear Energy” 2021, vol. 134, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0149197021000433?via%3Dihub>.

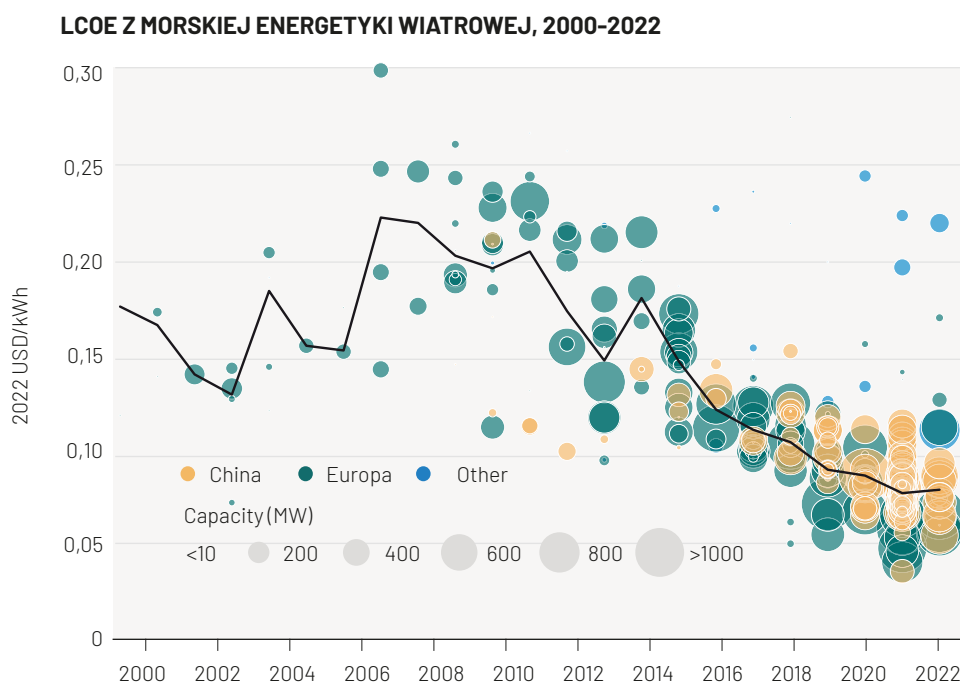
europejskiego przemysłu na rzecz SMR-ów – European Industrial Alliance on SMRs⁹². Pierwsze plenarne posiedzenie tej organizacji odbyło się w maju 2024 r., a jednym z jego celów było wzmocnienie wymiany informacji pomiędzy sponsorami projektów SMR, unijnymi instytucjami ds. bezpieczeństwa energetyki nuklearnej i regulatorami w krajach członkowskich. Więcej o unifikacji ram regulacyjnych projektów jądrowych można znaleźć w 4 rozdziale raportu.

6.4 OBNIŻANIE KOSZTÓW DZIĘKI KRZYWEJ UCZENIA SIĘ

Lekcja. Farmy wiatrowe osiągnęły znaczące obniżenie kosztów dzięki doświadczeniom, ekonomii skali i innowacjom w ramach kolejnych instalacji.

WYK. 15

LCOE PROJEKTÓW MORSKICH FARM WIATROWYCH W RÓŻNYCH REGIONACH NA PRZESTRZENI LAT⁹³



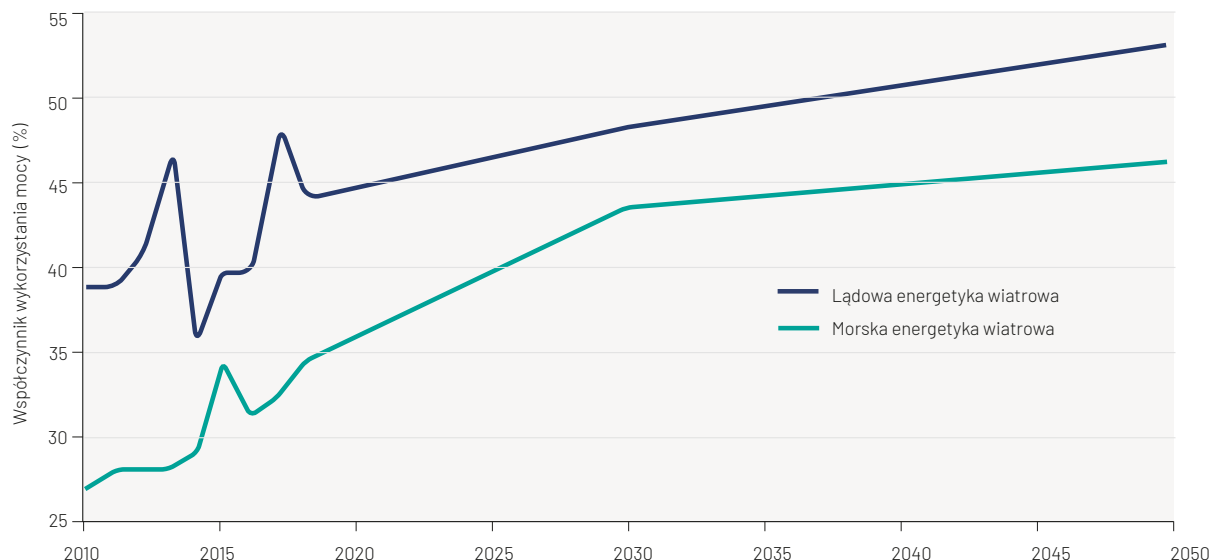
ŹRÓDŁO: IRENA.

Tym, co niewątpliwie pomogło obniżyć koszty w energetyce wiatrowej, jest udoskonalenie technologii w kierunku zwiększenia współczynnika wydajności (capacity factor) w przeliczeniu na 1 MW zainstalowanej mocy.

92 European Industrial Alliance on SMRs., https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/industrial-alliances/european-industrial-alliance-small-modular-reactors_en?prefLang=pl.

93 *Floating Offshore Wind Outlook*, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2024, <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Floating-offshore-wind-outlook>.

WYK. 16

**WZROST WARTOŚCI WSPÓŁCZYNNIKA WYKORZYSTANIA MOCY
W MIARĘ POSTĘPU TECHNOLOGII DLA LĄDOWYCH I MORSKICH
FARM WIATROWYCH⁹⁴**

ŹRÓDŁO: Cleaner Engineering and Technology 2023, vol. 17

Ten aspekt nie do końca ma zastosowanie w kontekście energetyki jądrowej, albowiem z założenia reaktory jądrowe mają najwyższy ze wszystkich źródeł energii (ok. 90%) współczynnik wykorzystania zainstalowanej mocy.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Skupienie się na iteracyjnych ulepszeniach, ekonomii skali w produkcji oraz nauce przez działanie niewątpliwie pomaga obniżyć koszty przy kolejnych inwestycjach. Kluczowe będą wczesne inwestycje w badania i rozwój lokalnego łańcucha dostaw w Polsce. Kontrproduktywne w tym kontekście byłoby zakupienie i rozwijanie odrębnych technologii od różnych dostawców, co zniwelowałoby korzyści płynące z krzywej uczenia się w miarę budowy kolejnych siłowni i bloków jądrowych. Więcej o aspektach skalowalności projektów SMR, można znaleźć w poprzednim raporcie Instytutu Sobieskiego - SMR dla Polski. Istotne jest więc zmobilizowanie potencjalnych inwestorów wykorzystujących ścieżkę Coal-to-Nuclear do kooperacji w kontekście zamówień na technologie reaktorów III i III+. Działania te powinny być wspierane przez polski rząd poprzez promocję transferu technologii jądrowych od dostawców z krajów o wysokim priorytecie partnerstwa polityczno-gospodarczego. Z kolei dla reaktorów IV generacji Polska, wraz z takimi instytucjami jak NCBJ, powinna zabiegać o budowę demonstratorów w naszym kraju. Taki krok pozwoliłby nie tylko zgarnąć palmę pierwszeństwa technologicznego, ale też zidentyfikować zawczasu wyzwania organizacyjne związane z budową „nowatorskich” obiektów jądrowych na własnym podwórku. Preferowane zachęty w tym aspekcie powinny obejmować pogłębione ulgi podatkowe związane z działalnością B+R oraz ich komercjalizacją, złagodzenie wymagań do stosowania ulgi IP BOX, dostosowanie przepisów w ramach Specjalnych Stref Ekonomicznych, a także silniejsze wsparcie dla współpracy środowisk naukowych i biznesowych w pozyskiwaniu środków publicznych na prace wdrożeniowe.

94 B. Desalegn, D. Gebeyehu, B. Tamrat, T. Tadiwose, A. Lata, *Onshore versus offshore wind power trends and recent study practices in modeling of wind turbines' life-cycle impact assessments*, „Cleaner Engineering and Technology” 2023, Vol. 17, <https://doi.org/10.1016/j.clet.2023.100691>.

6.5 POSTRZEGANIE PUBLICZNE I ZAANGAŻOWANIE INTERESARIUSZY

Lekcja. Projekty farm wiatrowych napotykały opór ze względu na kwestie wizualne i środowiskowe. Przejrzysta komunikacja i korzyści dla społeczności (np. lokalne miejsca pracy czy tańsza energia dla konsumentów kupujących energię elektryczną bezpośrednio z lokalnej farmy wiatrowej) pomagają uzyskać akceptację publiczną.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Potrzebne jest proaktywne podejście do obaw społeczeństwa dotyczących bezpieczeństwa nuklearnego, zarządzania odpadami i wpływu na środowisko. Podkreślenie korzyści z nowoczesnych projektów jądrowych – takich jak brak emisji CO₂, możliwość elektryfikacji ciepłownictwa lub kogeneracja jądrowa jako jeden ze sposobów walki z niską emisją, niezawodność i bezpieczeństwo energetyczne – przy jednoczesnym zaangażowaniu lokalnej społeczności w proces decyzyjny jest wskazane, ponieważ w dłuższej perspektywie pozwoli zbudować zaufanie oraz akceptację dla inwestycji w obiekt jądrowy w ich bezpośrednim sąsiedztwie. Więcej na ten temat można znaleźć w raporcie „Coal-to-Nuclear dla Polski. Diagnoza społeczna”. Należy jednak pamiętać, że choć ścieżka Coal-to-Nuclear wydaje się „łatwiejsza” do uzyskania akceptacji społecznej dla budowy elektrowni jądrowej, to nie należy bagatelizować specyfiki danej lokalizacji. Analiza lokalnej społeczności powinna obejmować aspekty: demograficzne, gospodarcze, infrastrukturalne (społeczne i techniczne) oraz kulturowe i historyczne, w tym doświadczenia dotyczące zaangażowania mieszkańców w realizację innych inwestycji. Oczekiwania lokalnych społeczności wobec projektu budowy elektrowni jądrowej mogą się diametralnie różnić nie tylko na poziomie powiatowym, ale i gminnym w ramach tego samego „regionu”. Stąd idea dekarbonizacji za pomocą Coal-to-Nuclear powinna być promowana nie tylko na poziomie ogólnokrajowym, ale uwzględniać lokalne kampanie informacyjne dostosowane do specyfiki danej społeczności. Takie działania powinny być inicjowane już na wczesnym etapie inwestycji, podobnie jak w przypadku innych projektów jądrowych.

6.6 MODELE FINANSOWE I MINIMALIZOWANIE RYZYKA

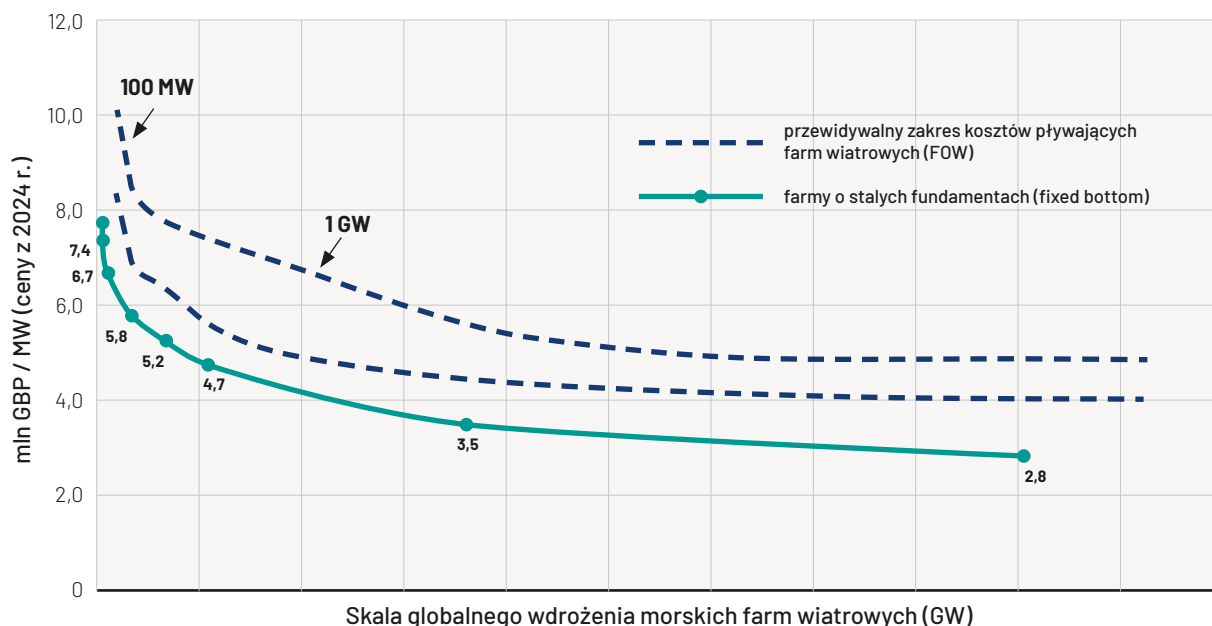
Lekcja. Projekty pływających farm wiatrowych wykorzystywały partnerstwa publiczno-prywatne, dotacje rządowe i innowacyjne modele finansowe, aby przyciągnąć inwestycje w fazie wysokiego ryzyka.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Zabezpieczenie wsparcia rządowego w postaci dotacji, gwarancji kredytowych lub mechanizmów dzielenia ryzyka. Promowanie partnerstw publiczno-prywatnych w celu zmniejszenia ryzyka inwestycji i uczynienia projektów Coal-to-Nuclear atrakcyjnymi dla inwestorów. Więcej informacji o modelach finansowania projektów jądrowych można znaleźć w rozdziale 5 niniejszego raportu.

6.7 ROZWÓJ ŁAŃCUCHA DOSTAW I INFRASTRUKTURY

Lekcja. Projekty pływających farm wiatrowych napotykały trudności związane z gotowością łańcucha dostaw i dostępnością infrastruktury, co opóźniało niektóre wdrożenia.

WYK. 14

**REDUKCJA CAPEX'U PROJEKTU (MLN GBP/MW) A GLOBALNA SKALA
WDROŻENIA TECHNOLOGII MORSKICH FARM WIATROWYCH⁹⁵**

Wykres nie obejmuje ChRL; niebieskie linie biorą pod uwagę projekty komercyjne o max. skali 1GW podczas gdy zielona linia obejmuje również projekty 1GW+

ŹRÓDŁO: FOW Cost Reduction Pathways, 2024,

Zastosowanie do technologii jądrowych. Niezbędny jest rozwój solidnego łańcucha dostaw i zapewnienie dostępności lokalnie wykwalifikowanej siły roboczej oraz zdolności produkcyjnych. Rząd powinien przygotować i wdrożyć strategię inwestycji w infrastrukturę, taką jak transport, zakłady produkcyjne i rozwój sieci, aby wspierać wdrażanie technologii jądrowych. Ponadto władze polskie powinny dążyć do „naturalizacji” takowej technologii, tak aby nastąpił jej transfer do rodzimych firm energetycznych, podobnie jak np. miało to miejsce w Chinach, gdzie reaktor AP1000 Westinghouse został ostatecznie przekształcony w rodzimą wersję CAP1000 wraz z przekazaniem własności intelektualnej stronie chińskiej⁹⁶. Celem polskiego programu jądrowego nie jest wprowadzenie wypracowanej własnej technologii jądrowej; w zakresie polonizacji projektu niezbędne jest zabezpieczenie kontraktowe interesów polskiego przemysłu w umowach podmiotem państwowym zamiast inwestorem każdej z inwestycji jądrowej.

6.8 WSPÓŁPRACA W EKOSYSTEMACH INNOWACJI

Lekcja. Pływające farmy wiatrowe skorzystały na współpracy między deweloperami, środowiskiem akademickim i rządami, co sprzyjało innowacjom i wymianie wiedzy. Przykładem takiego działania jest akcelerator innowacji sektora offshore wind w Wielkiej Brytanii, ORE Catapult⁹⁷ (Offshore Renewable Energy

95 Floating Offshore Wind Centre of Excellence, FOW Cost Reduction Pathways, 2024, <https://fowcoe.co.uk/wp-content/uploads/2024/10/FOW-CoE-FOW-Cost-Reduction-Pathways-Public-Report.pdf>

96 Nuclear construction starts 2022: China 4, rest of the world 0, WNIISR, 15.07.2022, <https://www.worldnuclearreport.org/Nuclear-Construction-Starts-2022-China-4-Rest-of-the-World-0>.

97 ORE Catapult, <https://ore.catapult.org.uk/>.

(ORE) Catapult). Jest to centrum innowacji technologicznych i badań nad morską energetyką odnawialną. Współpracuje on z producentami oryginalnego wyposażenia (OEM), deweloperami oraz operatorami, aby ulepszać istniejące technologie i rozwijać kolejne generacje rozwiązań w dziedzinie odnawialnych źródeł energii.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Polska powinna promować na szczeblu unijnym tworzenie partnerstw między rządami, instytucjami badawczymi i podmiotami prywatnymi w celu wprowadzania innowacji na każdym etapie łańcucha wartości, od dostaw paliwa po projektowanie reaktorów i zarządzanie odpadami. Dlatego warte odnotowania są wspomniane powyżej European Industrial Alliance on Small Modular Reactors oraz European Sustainable Nuclear Industrial Initiative (ESNII). Jednocześnie w Polsce w ciągu ostatnich dwóch lat podpisano wiele porozumień dotyczących rozwoju energetyki jądrowej. W 2023 r. ORLEN Synthos Green Energy oraz Sieć Badawcza Łukasiewicz uruchomiły Europejskie Centrum Kształcenia Kadr dla Energetyki Jądrowej⁹⁸. W tym samym roku zostało podpisane porozumienie o współpracy w sprawie powołania Polsko-Amerykańskiego Regionalnego Centrum Szkoleniowego Czystych Technologii Energetycznych przez przedstawicieli Ministerstwa Klimatu i amerykańskiego Departamentu Energii⁹⁹. Z kolei w 2023 i 2024 r. Spółka Elektrownie Jądrowe podpisała szereg porozumień w zakresie rozwoju kadr na rzecz energetyki jądrowej z Politechniką Łódzką¹⁰⁰, Uczelniami Fahrenheita (Gdański Uniwersytet Medyczny, Politechnika Gdańska oraz Uniwersytet Gdański)¹⁰¹, Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie¹⁰², Politechniką Warszawską¹⁰³ oraz Uniwersytetem Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie¹⁰⁴. Jest jednak zbyt wcześnie, aby mówić o efektach tych porozumień. Podobne inicjatywy powinny być podejmowane w odniesieniu do idei Coal-to-Nuclear. Platforma Transformacji Energetyki DEsire¹⁰⁵ jest prekursorem dla takich działań i docelowo ma stać się centrum wiedzy i kontaktów dla interesariuszy projektów dekarbonizacyjnych, w tym opartych o ścieżkę Coal-to-Nuclear.

6.9 WYKORZYSTANIE POLITYKI I ZACHĘT

Lekcja. Polityki energetyczne, takie jak taryfy gwarantowane i standardy portfela odnawialnych źródeł energii, przyczyniły się do rozwoju technologii wiatrowych i słonecznych.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Polski rząd powinien szukać partnerów na szczeblu unijnym i lobbować na rzecz zmiany sceptycznego podejścia Komisji Europejskiej do projektów jądrowych (które jest widoczne np. w szczątkowym zainteresowaniu tym źródłem energii w kontekście głównych funduszy unijnych – vide tabela nr 4). Niezbędne jest zatem promowanie wspierających energetykę jądrową polityk, takich jak regulacje dotyczące czystej energii czy ulgi podatkowe, aby stworzyć korzystne środowisko rynkowe dla reaktorów IV generacji i SMR.

98 *Biznes i nauka łączą siły przy budowie małego atomu*, 31.05.2023, <https://www.gov.pl/web/edukacja/biznes-i-nauka-lacza-sily-przy-budowie-malego-atomu>.

99 *Powstanie polsko-amerykańskie centrum szkoleniowe czystych technologii. Minister Moskwa: to przedsięwzięcie na lata*, 21.09.2023, <https://www.pap.pl/aktualnosci/powstanie-polsko-amerykanskie-centrum-szkoleniowe-czystych-technologii-minister-moskwa>.

100 *Politechnika Łódzka wykształci specjalistów we współpracy ze spółką Polskie Elektrownie Jądrowe*, 7.10.2022, <https://p.lodz.pl/uczelnia/informacje-dla-mediow/politechnika-lodzka-wykształci-specjalistów-we-wspolpracy-ze-spolka-polskie-elektrownie-jadrowe>.

101 *W kierunku energetyki jądrowej – porozumienie Uczelni Fahrenheita i Polskich Elektrowni Jądrowych*, 2.02.2023, <https://ug.edu.pl/news/pl/4736/w-kierunku-energetyki-jadrowej-porozumienie-uczelni-fahrenheita-i-polskich-elektrowni-jadrowych>.

102 *AGH rozpoczyna współpracę ze spółką Polskie Elektrownie Jądrowe*, 27.02.2023, https://www.krakow.pl/aktualnosci/268555,34,komunikat,agh_rozpoczyna_wspolprace_ze_spolka_polskie_elektrownie_jadrowe.html.

103 *Polskie Elektrownie Jądrowe i Politechnika Warszawska podpisały umowę o współpracy przy kształceniu kadr dla sektora jądrowego*, 7.08.2023, <https://www.gov.pl/web/klimat/polskie-elektrownie-jadrowe-i-politechnika-warszawska-podpisaly-umowe-o-wspolpracy-przy-ksztalceniu-kadr-dla-sektora-jadrowego>.

104 *K. Skątecka, UMCS i PEJ na rzecz kształcenia kadr dla polskiego sektora jądrowego*, 26.11.2024, <https://www.umcs.pl/pl/aktualnosci,4622,umcs-i-pej-na-rzecz-ksztalcenia-kadr-dla-polskiego-sektora-jadrowego,157710.chtm>.

105 *DEsire, Platforma Transformacji Energetyki*, <https://projektdesire.pl/klaster-projekt-desire/>.

TAB.4 DOSTĘP DO FUNDUSZY EUROPEJSKICH DLA PROJEKTÓW ENERGETYKI JĄDROWEJ¹⁰⁶

FUNDUSZ UE	DOSTĘPNOŚĆ DLA PROJEKTÓW ENERGETYKI JĄDROWEJ
Fundusz Innowacji – 38 mld EUR (2020-2030)	Energia jądrowa nie jest uwzględniona
Fundusz Modernizacyjny – 57 mld EUR (2021-2030)	Energia jądrowa nie jest uwzględniona, potencjalnie mogłaby uzyskać dostęp do 20% środków jako inwestycja o niskim priorytecie
Horyzont Europa – 95,5 mld EUR (2021-2027)	Energia jądrowa nie jest otwarcie wykluczona, ale sektor ten nie jest uwzględniony w zaproszeniach do składania wniosków o fundusze
Fundusz Spójności – 36,6 mld EUR (2021-2027)	Budowa i likwidacja infrastruktury jądrowej wykluczone
Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego – 313 mld EUR (2021-2027)	Budowa i likwidacja infrastruktury jądrowej wykluczone
Fundusz Sprawiedliwej Transformacji – 19 mld EUR (2021-2027)	Budowa i likwidacja infrastruktury jądrowej wykluczone – tak samo jak w przypadku InvestEU
Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności – 338 mld EUR (2021-2027)	Energia jądrowa nie jest wyraźnie wykluczona, ale nie jest wspierana jako odnawialne źródło energii
Łącząc Europę – Energia – 5,8 mld EUR (2021-2027)	Energia jądrowa nie jest uwzględniona
LIFE – 5,4 mld EUR (2021-2027)	Energia jądrowa nie jest uwzględniona wśród sektorów docelowych.

ŹRÓDŁO: Departament energii jądrowej, Ministerstwo Przemysłu, 2024.

6.10 ODPORNOŚĆ NA NIEPOWODZENIA

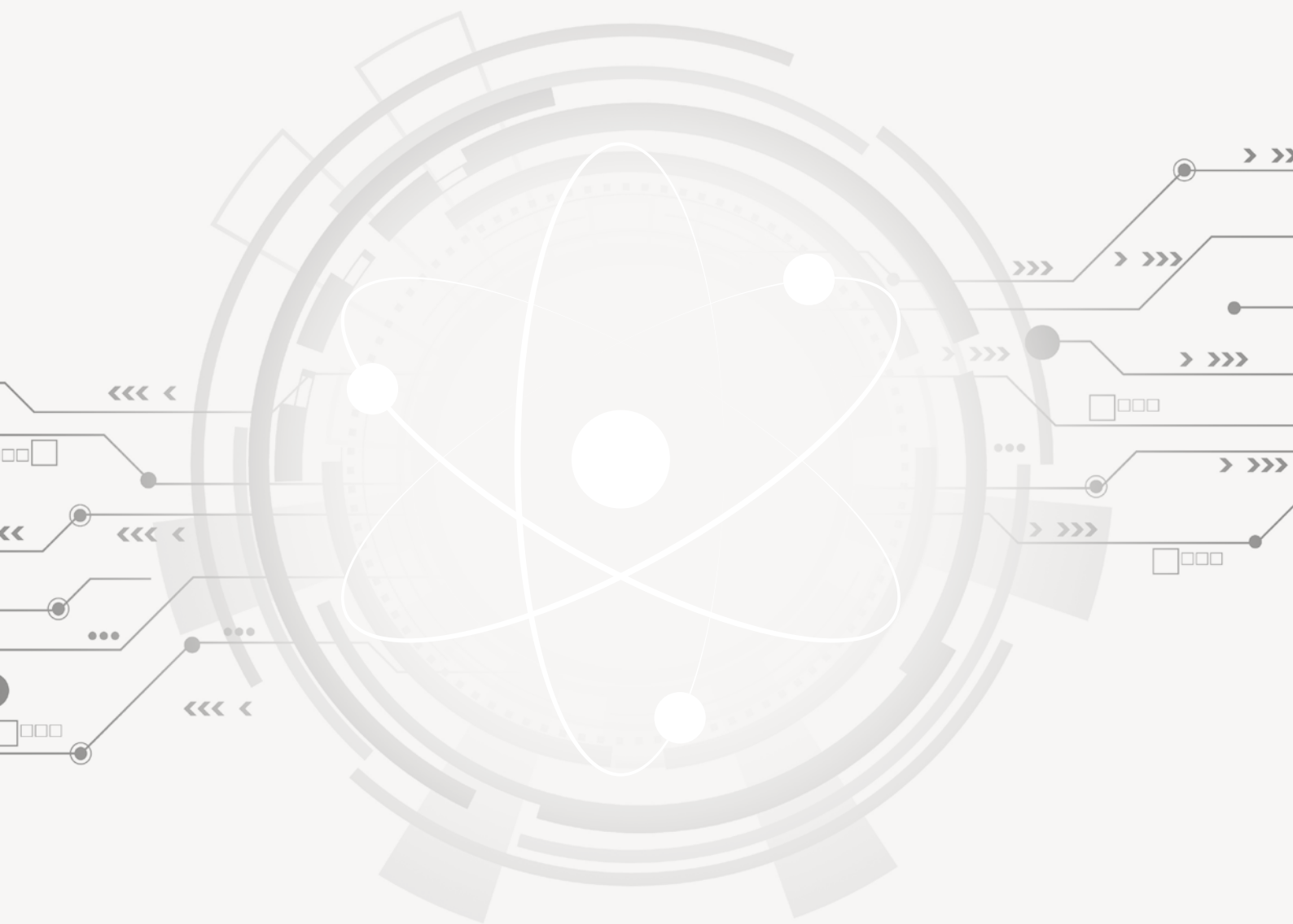
Lekcja. Technologie FOAK, takie jak pływające farmy wiatrowe, początkowo zmagają się z opóźnieniami i przekroczeniami planowanych kosztów, ale ostatecznie odniosły sukces dzięki wytrwałości i wyciągnięciu wniosków z niepowodzeń.

Zastosowanie do technologii jądrowych. Już teraz warto zająć się przewidywaniem wyzwań, takich jak przekroczenia kosztów czy opór społeczny, oraz opracowywaniem adekwatnych rozwiązań i alternatywnych planów. Niezbędne jest ciągłe dostosowywanie się na podstawie zdobytych doświadczeń, aby udoskonalić ścieżkę komercjalizacji.

Przyjęcie tych strategii i dostosowanie ich do specyficznych potrzeb oraz wyzwań nowych technologii jądrowych zwiększa prawdopodobieństwo osiągnięcia sukcesu komercjalizacji i skalowania wdrożeń, tak aby energetyka jądrowa znacząco przyczyniła się do transformacji energetycznej Polski.

¹⁰⁶ A. Juszczak i in., *What policies for a secure and competitive Europe? 10 ideas for the European Commission*, Polish Economic Institute, Warsaw 2024., https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2024/12/PIE_Policy-Paper_10-ideas-for-the-European-Commission.pdf.

7. PODSUMOWANIE



Energetyka jądrowa stanowi kluczowy element przyszłościowego miksu energetycznego Polski. Aby skutecznie przeprowadzić transformację energetyczną, konieczne jest nie tylko wdrażanie nowoczesnych technologii jądrowych, ale także stworzenie spójnej polityki państwowej, zapewniającej odpowiednie regulacje, stabilność inwestycyjną i akceptację społeczną.

Transparentna komunikacja oraz edukacja społeczeństwa na temat korzyści i bezpieczeństwa energetyki jądrowej stanowią fundament jej rozwoju. Jednocześnie transformacja wymaga innowacyjnych modeli finansowania, dostosowanych do lokalnych warunków, takich jak Mankala, SaHo, CfD czy RAB, a także ściślejszej integracji z europejskimi funduszami i mechanizmami wsparcia.

Poniżej wyróżniono strategiczne aspekty transformacji energetycznej opartej na technologiach jądrowych, w tym także na ścieżce Coal-to-Nuclear.

FILARY TRANSFORMACJI

1. Bez transformacji energetycznej, w tym wdrożenia energetyki jądrowej, Polska naraża się na wysokie ceny energii, ryzyko blackoutu oraz ograniczenia w dostawach. Coal-to-Nuclear (CtN) stanowi efektywną ścieżkę transformacji, pozwalającą na wykorzystanie istniejącej infrastruktury energetyki węglowej.
2. Ścieżka Coal-to-Nuclear powinna być promowana jako sprawiedliwa transformacja, zapobiegająca marginalizacji regionów zależnych od węgla.
3. Konieczne jest wdrożenie pilotażowych instalacji w społecznościach wymagających transformacji, co pozwoli na stopniowe zwiększanie skali inwestycji.

FINANSOWANIE

4. Kluczowym wyzwaniem pozostaje pozyskanie finansowania, ponieważ wysokie koszty kapitałowe (CAPEX) stanowią aż 78% całkowitych wydatków na projekt jądrowy.
5. Mechanizmy wsparcia, takie jak CfD, RAB, BOT i SaHo, powinny zostać dopasowane do specyfiki projektów SMR oraz Coal-to-Nuclear, tak aby zwiększyć ich atrakcyjność inwestycyjną.
6. Polska powinna dążyć do włączenia energetyki jądrowej do funduszy europejskich, obecnie przeznaczonych głównie na OZE, aby zapewnić długoterminowe finansowanie inwestycji.

EFEKTYWNE ZARZĄDZANIE PROJEKTAMI I INNOWACJE TECHNOLOGICZNE

7. Projekty jądrowe muszą być realizowane ponad podziałami politycznymi, niezależnie od kalendarzy wyborczych, aby zapewnić ich stabilność i trwałość.
8. Wdrożenie TSO (Technical Support Organization) oraz instytucji nadzorujących unbundling pomoże w budowaniu zaufania inwestorów i społeczeństwa do nowych inwestycji.
9. Polskie regulacje powinny być zgodne z międzynarodowymi standardami oraz dążyć do elastycznych rozwiązań w celu umożliwienia zastosowania ścieżki Coal-to-Nuclear.
10. Rozwój małych reaktorów IV generacji pozwoli na lepsze wykorzystanie paliwa jądrowego i efektywniejsze zarządzanie odpadami, co wpisuje się w ideę gospodarki o obiegu zamkniętym.

KLUCZOWE REKOMENDACJE DLA DECYDENTÓW POLITYCZNYCH

1. Uwzględnienie energetyki jądrowej, w tym ścieżki Coal-to-Nuclear, w dokumentach strategicznych, takich jak Polityka Energetyczna Polski i Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu.
2. Promowanie technologii ścieżki Coal-to-Nuclear jako efektywnych rozwiązań dla przemysłowych regionów Polski.
3. Dostosowanie regulacji i licencjonowania reaktorów III+ i IV generacji, w tym SMR do wymogów międzynarodowych z uwzględnieniem najlepszych praktyk IAEA.
4. Rozbudowa TSO i systemów unbundlingu, mająca na celu zwiększenie transparentności i skuteczności nadzoru nad projektami jądrowymi.
5. Powołanie międzyresortowego zespołu ds. wypracowania i wdrożenia optymalnego modelu wsparcia energetyki jądrowej, który będzie odpowiedzialny za długoterminowe finansowanie nowych projektów jądrowych.
6. Promowanie synergii między sektorem publicznym a prywatnym, aby ułatwić inwestycje i transfer technologii.
7. Kooperacja na poziomie unijnym może być kluczem do wytworzenia odpowiedniego potencjału do rozwijania specjalistycznych instalacji, takich jak zaawansowane zakłady produkcji, przetwarzania paliwa i magazynowania odpadów. Niezbędne jest wsparcie rządu i instytucji europejskich dla pilotażowych instalacji w określonych regionach, szczególnie tych wymagających transformacji, lub w społecznościach, które chcą przejść na niskoemisyjne źródła energii.
8. Polski rząd powinien podjąć starania na rzecz przekucia też raportu Draghiego dotyczących energetyki na politykę Komisji Europejskiej – przede wszystkim włączenia energetyki jądrowej do systemu wsparcia w ramach tych funduszy europejskich, które obecnie są zarezerwowane dla OZE, oraz zmiany zakresu wiążących kraje członkowskie celów transformacji energetycznej – z tych dotyczących tylko odnawialnych źródeł na wszystkie źródła zeroemisyjne.

Dzięki konsekwentnej strategii i współpracy na poziomie krajowym oraz unijnym Polska może nie tylko zrealizować cele transformacji energetycznej, ale także stać się eksporterem know-how i ekspertem w dziedzinie wdrażania energetyki jądrowej na arenie międzynarodowej.

8. O AUTORACH I WYDAWCY





Rafał Libera

rafal.libera@sobieski.org.pl

Ma wieloletnie doświadczenie w project finance, zdobyte podczas pracy nad strukturyzacją oraz finansowaniem skomplikowanych projektów w Afryce, Azji oraz Europie (w tym Hinkley Point C). Obecnie jest menadżerem w grupie spółek świadczących usługi oraz dostarczających technologię dla korporacji z przemysłu naftowego i gazowego oraz operatorów morskich farm wiatrowych.

Współzałożyciel i prezes zarządu fundacji Transatlantyczne Forum Przyszłych Liderów, która działa na rzecz rozwoju stosunków transatlantycznych oraz prowadzi unikalny program stażowy w Kongresie USA oraz brytyjskiej Izbie Gmin dla polskich studentów. Prezes zarządu Polish City Club, stowarzyszenia, które zrzesza oraz organizuje cykliczne spotkania polskich profesjonalistów i przedsiębiorców pracujących w Londynie. Od 19 lat mieszka na obczyźnie (Wielka Brytania, Francja, Teksas). Ukończył University College London. Z wykształcenia jest prawnikiem.



Anna Przybyszewska

anna.przybyszewska@sobieski.org.pl

Project manager i specjalista doświadczony w pracy w międzynarodowych środowiskach z zakresu R&D energetyki, energetyki jądrowej oraz OZE.

Absolwentka Energetyki Jądrowej, na Wydziale Energetyki i Paliw, na Akademii Górniczo-Hutniczej im. St. Staszica w Krakowie.

Pracując dla NCBJ, brała udział w projektach związanych z kogeneracją jądrową i innymi nieelektrycznymi zastosowaniami energetyki jądrowej, reaktorami IV generacji, a także spotkaniach na rzecz przygotowania wymagań dla reaktorów jądrowych nowej generacji. Współautorka raportów opracowywanych w ramach inicjatywy reaktorów ALLEGRO, NC2-IR oraz HTR-PL. Uczestniczka międzynarodowych kursów: Training for foreign young researchers and engineers of Orai Resarch and Develop Center (2015) oraz Intercontinental Nuclear Institute (2016).

Kierownik zadań merytorycznych projektu DEsire w Instytucie Sobieskiego.

WSPÓŁPRACA



Hanna Uhl

Ekspertka ds. transformacji energetycznej i finansowania inwestycji, z wieloletnim doświadczeniem w administracji publicznej oraz sektorze prywatnym. Specjalizuje się w pozyskiwaniu funduszy na projekty energetyczne i badawczo-rozwojowe, a także w zagadnieniach związanych z polityką klimatyczną, efektywnością energetyczną i czystym powietrzem oraz zrównoważonym transportem.

Instytut Sobieskiego jest polskim prywatnym ośrodkiem analitycznym typu think-tank, którego misją jest „Tworzenie idei dla Polski”. Został zarejestrowany w 2005 r. jako fundacja, choć rozpoczął swoją działalność w 2003 roku. W latach 2003-2010 Instytut wydawał kwartalnik „Międzynarodowy Przegląd Polityczny”. W latach 2011-2015 był organizatorem corocznego kongresu „Polska – Wielki Projekt”. W 2017 zorganizował edycję Krajowej Ligi Innowacji. Od 2017 roku Instytut kładzie duży akcent w swojej działalności na publikacje opracowań i rekomendacji, których celem jest pokazywanie w jaki sposób polska gospodarka powinna wykorzystywać szanse związane z czwartą rewolucją przemysłową, innowacyjnością i nowymi technologiami.

Instytut Sobieskiego prowadzi także działalność edukacyjną poprzez realizację projektu „Akademia Młodych Ekspertów”, który wspiera młodych ludzi w rozwijaniu kompetencji przywódczych i umiejętności miękkich. Każda edycja programu koncentruje się na innym kluczowym zagadnieniu, odpowiadając na aktualne potrzeby młodego pokolenia. Obecnie, podczas 6. edycji, projekt koncentruje się na tematyce Unii Europejskiej, przekazując wiedzę oraz przygotowując uczestników do udziału w konkursach Europejskiego Urzędu Doboru Kadr (EPSO). Program otwiera uczestnikom drzwi do międzynarodowej kariery w instytucjach unijnych. To wyjątkowa okazja do zdobycia praktycznych umiejętności i rozwoju zawodowego na najwyższym poziomie.

Jednym z najnowszych projektów Instytutu Sobieskiego jest „Kanał Sobieski”, do którego subskrypcji zapraszamy na YouTube. Kanał został stworzony z myślą o inspirujących rozmowach na ważne tematy dla Polski. Spotykamy się z tam ciekawymi osobowościami, by wspólnie kształtować przestrzeń do merytorycznej debaty.

W swojej działalności Instytut Sobieskiego współpracował z wieloma podmiotami. Do tej pory były to m.in.:

- organizacje pozarządowe: Forum Automatyki i Robotyki Polskiej, Fundacja Wspierania Ubezpieczeń Wzajemnych, Fundacja Republikańska, Instytut Jagielloński, Nowa Konfederacja, Ambitna Polska, Młodzi dla Polski, Studenci dla Rzeczypospolitej, Fundacja Konrada Adenauera, Central European Energy Partners, Fundacja im. Sławomira Skrzypka, Fundacja im. Wacława Felczaka, Institute for Foreign Affairs and Trade (Külügyi és Külgazdasági Intézet), Institute for Politics and Society (Institut pro politiku a společnost), The F. A. Hayek Foundation Bratislava;
- firmy komercyjne: Aiut, Assay Group, Rohde&Schwarz, WB Electronics, Asseco, Samsung, Lotos, Google, Procter and Gable, PWC, Cisco, EY, Phoenix Systems, Uber, USP Zdrowie, Fortum, Orange, Energa, Zysk i Ska, Collegium Wratislaviense, 4CF;
- instytucje państwowe/ponadnarodowe: Ministerstwo Spraw Zagranicznych, Przedstawicielstwo Komisji Europejskiej w Polsce, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Fundacją Platforma Przemysłu Przyszłości, Agencja Rozwoju i Przemysłu, Giełda Papierów Wartościowych, Bank Gospodarki Krajowego, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Ministerstwo Cyfryzacji, Prawo i Sprawiedliwość, Ambasada Węgier, Senat RP, Europejska Partia Konserwatystów i Reformatorów, Biuro Parlamentu Europejskiego w Polsce.

Pełną listę raportów i publikacji oraz informacje o działalności Instytutu można znaleźć na stronie www.sobieski.org.pl.

Zapraszamy także do subskrybowania Kanału Sobieski na platformie [youtube.com/kanalSobieski](https://www.youtube.com/kanalSobieski). Dołączcie do nas – warto!

Dekarbonizacja sektora energetycznego to jedno z najważniejszych wyzwań współczesnej polityki energetycznej Polski. Instytut Sobieskiego już w latach 2019–2020 analizował ten temat w publikacjach *SMR dla Polski* oraz *Energetyka jądrowa dla Polski*. Kontynuacją tych działań jest zaangażowanie w projekt „DEsire – Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej poprzez modernizację z wykorzystaniem reaktorów jądrowych” oraz prace nad koncepcją Coal-to-Nuclear (CtN).

W efekcie powstał spójny cykl analiz poświęconych transformacji energetycznej w Polsce z wykorzystaniem ścieżki Coal-to-Nuclear, prezentujących praktyczne rozwiązania wspierające ten proces, których wdrożenie przyczyniłoby się do osiągnięcia celów związanych z dekarbonizacją oraz zwiększeniem efektywności i bezpieczeństwa energetycznego. Niniejszy raport, zatytułowany *Coal-to-Nuclear dla Polski. Mechanizmy wsparcia*, jest drugą publikacją z tej serii.

W kontekście technologicznym zwraca on uwagę na konieczność kompleksowego wdrażania energetyki jądrowej jako nowej gałęzi gospodarki. Kluczowe jest złagodzenie przepisów dotyczących lokalizacji elektrowni jądrowych, np. poprzez skrócenie okresu ochronnego dla terenów pokopalnianych z 60 lat do 20 lat czy wprowadzenie indywidualnej oceny stabilności gruntu.

Raport analizuje też mechanizmy wsparcia w zakresie finansowania energetyki jądrowej w poszukiwaniu optymalnego modelu w polskich warunkach, wskazując na potrzebę równego traktowania energetyki jądrowej i OZE w funduszach unijnych. Doświadczenia z wdrażania OZE, takich jak morskie farmy wiatrowe, pokazują, jak ważne są wsparcie regulacyjne i programy pomocowe dla powodzenia dużych projektów energetycznych.

Sukces transformacji energetycznej wymaga więc synergii technologii, regulacji, finansowania i edukacji. Koncepcja CtN to realna szansa na efektywne i szybkie przejście do zeroemisyjnych źródeł energii, ale jej skuteczne zastosowanie zależy od stabilnego wsparcia politycznego i elastycznych regulacji.

Zapraszamy do lektury!

Cykl raportów „Coal-to-Nuclear dla Polski” obejmuje następujące publikacje:

1. *Krajowy potencjał. Coal-to-Nuclear dla Polski.*
2. ***Mechanizmy wsparcia. Coal-to-Nuclear dla Polski.***
3. *Diagnoza społeczna. Coal-to-Nuclear dla Polski.*

TWORZYMY
IDEE DLA POLSKI



INSTYTUT
SOBIESKIEGO

Instytut Sobieskiego

Lipowa 1a/20
00-316 Warszawa
tel.: 22 826 67 47

sobieski@sobieski.org.pl
www.sobieski.org.pl

ISBN 978-83-966872-06-3



@InstSobieskiego



Instytut Sobieskiego



Instytut Sobieskiego



Kanał Sobieski



Kanał Sobieski



Materiał przygotowany na potrzeby zadania badawczego „Diagnoza społeczna oraz przygotowanie materiałów analitycznych wspierających wdrożenie planu modernizacji elektrowni i bloków energetycznych przez wykorzystanie reaktorów jądrowych generacji III/III+ i IV”, w ramach Projektu DEsire „Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych” finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG-VI-/0032/2021-00.

