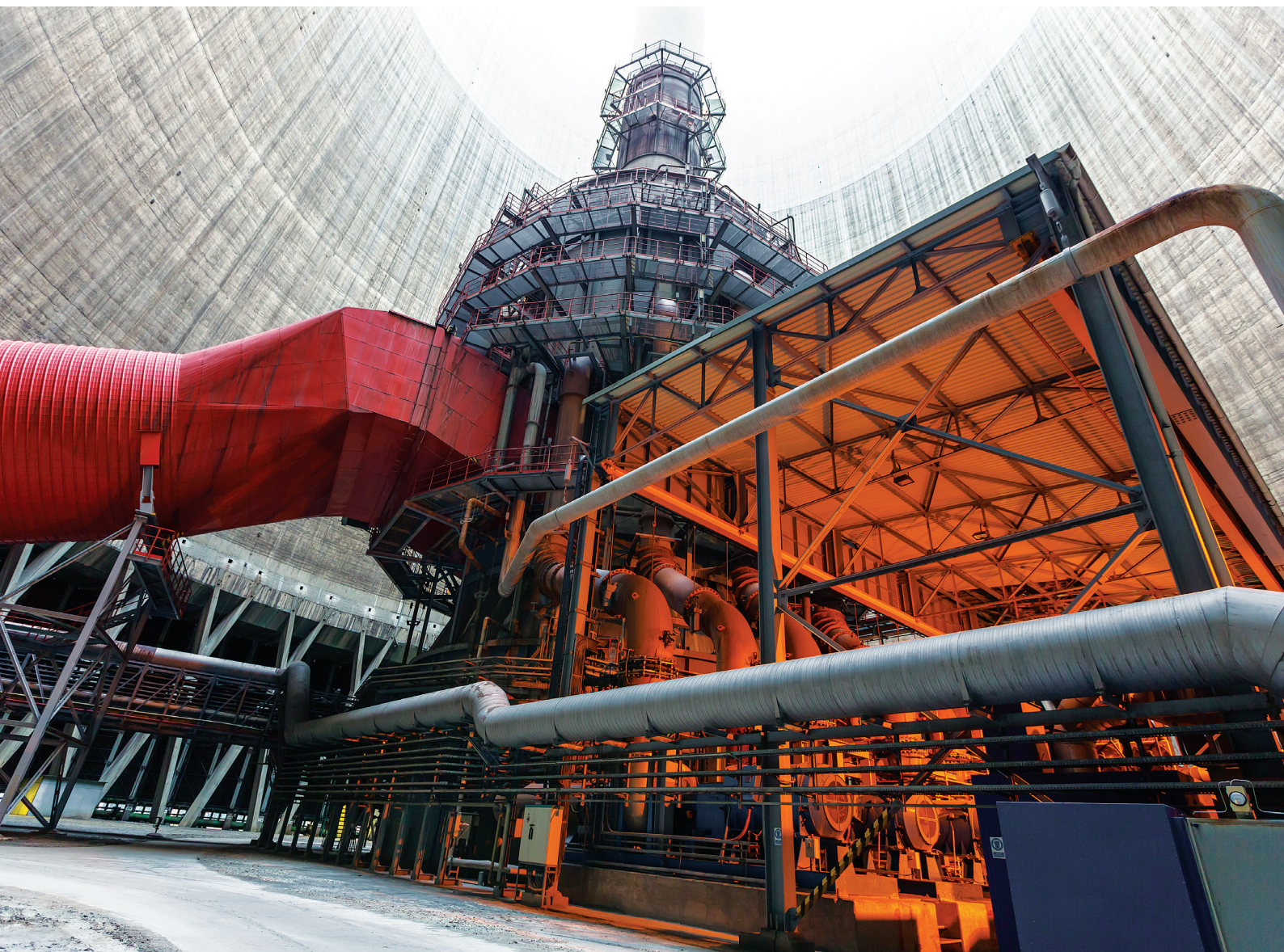


Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce

Streszczenie raportu



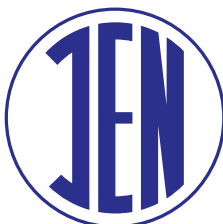
Raport pod kierunkiem dr. hab. Grzegorza Tchorka, prof. IEn
Styczeń 2023

Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce

Streszczenie raportu



Wydział Zarządzania,
Uniwersytet Warszawski



Instytut Energetyki
– Instytut Badawczy (IEn)



Klub Energetyczny

Autorzy raportu:

- Rozdział I** Filip Targowski – Wydział Zarządzania UW
- Rozdział II** Filip Targowski – Wydział Zarządzania UW
- Rozdział III** Michał Grzybowski – Wydział Zarządzania UW
- Rozdział IV** Dr Waldemar Kozioł – Wydział Zarządzania UW
- Rozdział V** Mgr inż. Dorota Gajda – Wojskowy Instytut Chemii i Radiometrii
Marcin Banach – Polskie Elektrownie Jądrowe
- Rozdział VI** Dr Bożena Horbaczewska – Szkoła Główna Handlowa
Łukasz Sawicki – Ministerstwo Klimatu i Środowiska
- Rozdział VII** Dr Waldemar Kozioł, Michał Grzybowski, dr inż. Stefan Wójtowicz,
Anna Jachowicz, Monika Tarlaga – Wydział Zarządzania UW
Piotr Mikusek – Wydział Prawa i Administracji UW
Michał Niewiadomski – Klub Energetyczny
- Rozdział VIII** Dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEn – Wydział Zarządzania
UW/Instytut Energetyki – Instytut Badawczy
Dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn – Instytut Energetyki
– Instytut Badawczy
Dr inż. Jarosław Hercog – Instytut Energetyki – Instytut Badawczy
Patrycja Kowalik – Instytut Energetyki – Instytut Badawczy
Filip Targowski – Wydział Zarządzania UW

Raport pod kierunkiem **dr. hab. Grzegorza Tchorka, prof. IEn**
– Wydział Zarządzania UW/Instytut Energetyki

Rozdział I - Cel, treść oraz koncepcja badania zastosowana w raporcie

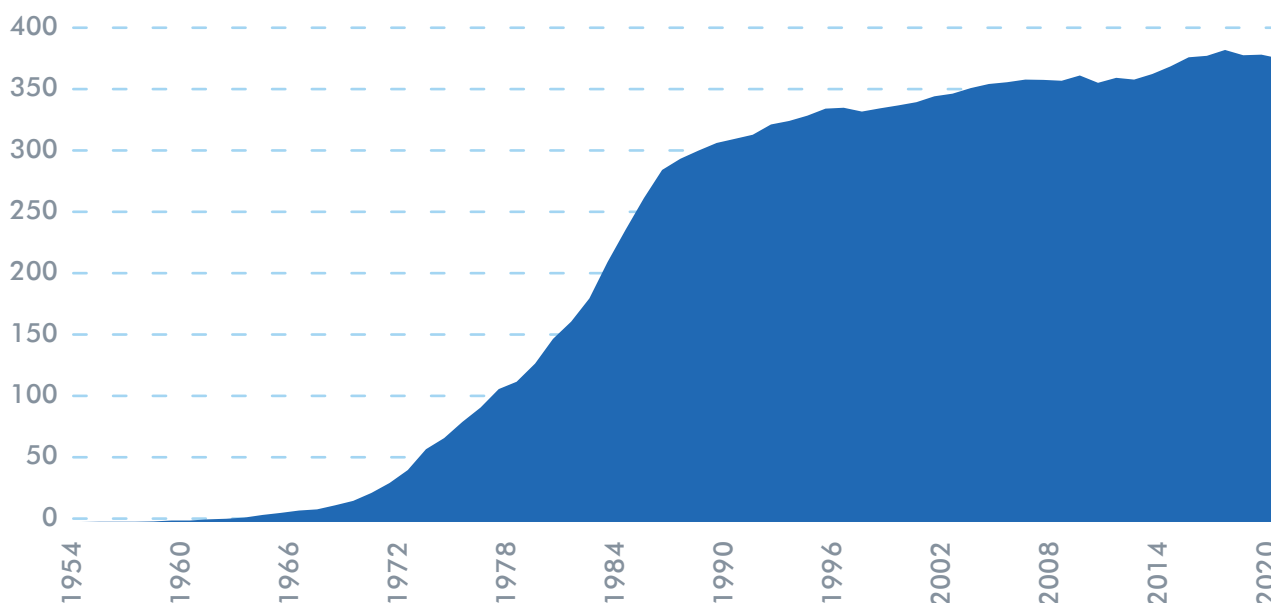
Celem raportu pt. Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce jest zdefiniowanie kluczowych czynników sukcesu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce oraz ocena zdolności i zdefiniowanie warunków jakie muszą spełnić krajowe przedsiębiorstwa, aby w optymalny sposób uczestniczyć w tym procesie (maksymalizując udział tzw. local content). Wnioski raportu obejmują ocenę kilku scenariuszy rozwoju energetyki jądrowej uwzględniając zachodzące zmiany w strukturze wykorzystania różnych paliw i źródeł energii oraz rolę tzw. małego i dużego atomu. Raport zawiera również rekomendacje pozwalające na zaplanowanie rynkowych i instytucjonalnych instrumentów wsparcia dla rozwoju tej technologii wytwarzania energii w Polsce.

Rozdział II - Światowy rynek energetyki jądrowej, plany i kierunki jego rozwoju

Rozwój energetyki jądrowej na świecie. Pierwsze zawodowe elektrownie jądrowe rozpoczęły działalność na przełomie lat 50 i 60 XX wieku. Obecnie widać wzrost zainteresowania energetyką jądrową a największa liczba nowych inwestycji realizowana jest w Chinach, Rosji, Korei Południowej oraz Indiach. Na koniec 2021 roku zdolność do produkcji energii w elektrowniach jądrowych wynosiła 389,5 GWe¹, co oznacza, że w latach 1990-2021 w skali świata wzrosła ona o ponad 20%. W tym czasie na świecie działało 437 energetycznych reaktorów jądrowych w 33 państwach, z czego 17 to państwa europejskie, a 13 państwa członkowskie Unii Europejskiej.

Energetyka jądrowa na świecie 1954-2021

(moc zainstalowana elektrowni jądrowych)



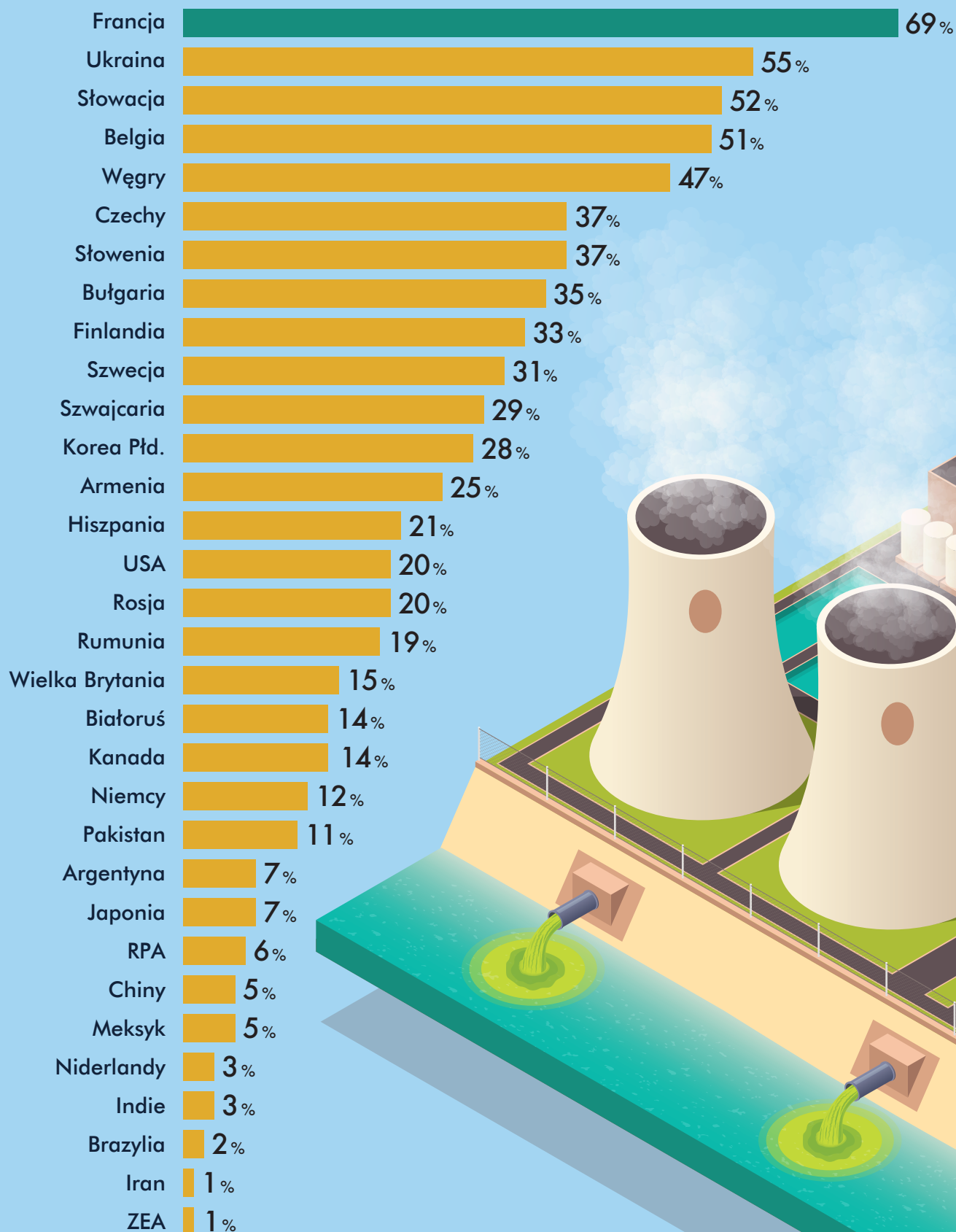
Źródło: IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2022 edition

Największa liczba reaktorów jest eksploatowana w Stanach Zjednoczonych – 93 reaktory o łącznej mocy 95,5 GWe. Na drugim miejscu znajduje się Francja, która posiada 56 funkcjonujących zawodowych reaktorów jądrowych o łącznej mocy ok. 61,4 GWe. Warto również zwrócić uwagę, iż produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych zwiększyła się w latach 1990-2021 o ok. 40%.

LINK DO ŹRÓDŁA

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

Udział energii wytworzonej w elektrowniach jądrowych w produkcji energii elektrycznej ogółem poszczególnych krajów (stan na koniec 2021 r.)



Obecne projekty inwestycyjne. Na koniec 2021 roku w trakcie budowy znajdowało się 56 reaktorów zlokalizowanych w 19 krajach, o łącznej mocy 58,1 GW(e)¹. Największy przyrost mocy z EJ obserwuje się w Azji, w której od 2005 roku podłączono do sieci 70 nowych reaktorów o łącznej mocy 63,6 GWe. Najwięcej reaktorów powstaje obecnie w Chinach (16 szt.), Indiach (8 szt.) oraz Korei Południowej i Rosji (po 4 szt.). W krajach Unii Europejskiej budowane są cztery nowe reaktory (Finlandia, Francja, Słowacja), chociaż zapowiedzi budowy nowych bloków pojawiają się ze strony coraz większej liczby państw członkowskich. W Europie w fazie budowy znajduje się poza tym jeszcze pięć reaktorów: jeden reaktor na Białorusi, dwa reaktory na Ukrainie oraz dwa reaktory w Wielkiej Brytanii.

Czas trwania realizacji inwestycji. Przeciętny czas budowy reaktorów jądrowych zmieniał się w ostatnich 35 latach znacząco. W latach 2011-2015 na świecie wybudowanych zostało 29 nowych zawodowych reaktorów jądrowych, a mediana czasu ich konstrukcji wynosiła 68 miesięcy. W latach 2016-2021 oddano do użytku 34 reaktory, a mediana czasu budowy wzrosła do 91 miesięcy. Według danych w ciągu dekady 2011-2020, wyniosła 9,9 lat, chociaż jest zawyżona przez cztery inwestycje, których konstrukcja była zawieszona przez dłuższy okres. W przypadku reaktorów budowanych w Chinach mediana wyniosła 6,1 lat, w Korei Południowej 6,4 lat, a reaktor Barakah 1 (APR-1400) znajdujący się w Zjednoczonych Emiratach Arabskich wybudowany został w 8 lat i 1 miesiąc².

Czas budowy 63 reaktorów podłączonych do sieci w latach 2011-2020 [lata]

KRAJ	LICZBA REAKTORÓW	CZAS BUDOWY [LATA]		
		MEDIANA	MINIMUM	MAKSYMUM
Chiny	37	6,1	4,1	11,2
Rosja	10	18,7	8,1	35,1
Korea Południowa	5	6,4	4,2	9,6
Indie	3	11,5	8,7	14,2
Pakistan	3	5,4	5,2	5,6
Argentyna	1	33	33	
Białoruś	1	7	7	
Iran	1	36,3	36,3	
Zjednoczone Emiraty Arabskie	1	8,1	8,1	
Stany Zjednoczone	1	42,8	42,8	
Świat	63	9,9	4,1	42,8

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

Małe reaktory modułowe. Obok obecnie znajdującej powszechne zastosowanie „dużej” energetyki jądrowej coraz wyraźniej zarysowuje się wizja upowszechnienia się wykorzystania małych reaktorów modułowych (ang. Small Modular Reactors; SMR). SMR definiowane są jako zaawansowane reaktory jądrowe nowej generacji, które wyróżniają się: a) rozmiarem – do ok. 300/400 MWe oraz b) modułowością, sprawiającą że większość podzespołów powinna mieć możliwość produkcji i montażu w fabrykach, a następnie transportu modułów konstrukcji do miejsca finalnej instalacji.

LINKI DO ŹRÓDEŁ

- <https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/three-mile-island-accident.aspx>
- <https://www.world-nuclear.org/reactor/default.aspx/BARAKAH-1>

Jednym z głównych czynników rozwojowych SMR jest rosnące zapotrzebowanie na niskoemisyjne, ale również elastyczne i stabilne źródło energii, które mogłoby być wykorzystywane przez różne grupy podmiotów. Na chwilę obecną, ze względu na wczesny etap rozwoju technologii, w tym brak produkcji seryjnej/modułowej, która w perspektywie czasowej mogłaby skutkować obniżeniem kosztów produkcji, brakuje rzetelnych informacji o realnych kosztach budowy i eksploatacji małych reaktorów modułowych. Na koniec 2021 r. liczba udokumentowanych projektów rozwojowych SMR wynosiła ponad 80¹. Można w tym wskazać trzy małe reaktory modułowe będące obecnie w eksploatacji, które zlokalizowane są w Rosji, Chinach i Japonii.

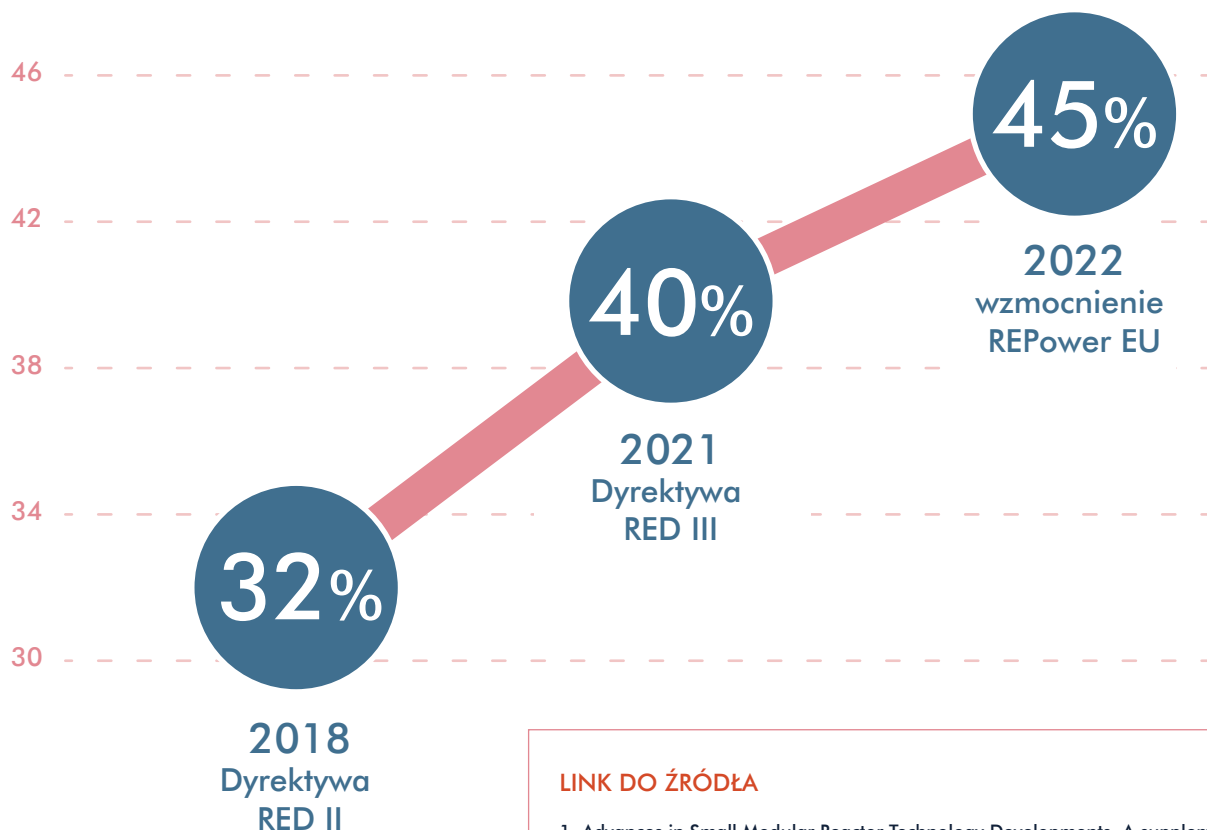
Typy reaktorów SMR. Na chwilę obecną, za Międzynarodową Agencją Energii Atomowej (IAEA), można wyróżnić 5 głównych typów małych modułowych reaktorów jądrowych:

1. Reaktory chłodzone wodą
2. Wysokotemperaturowe reaktory chłodzone gazem
3. Reaktory chłodzone ciekłym metalem
4. Reaktory chłodzone stopionymi solami
5. Mikroreaktory

Rozdział III - Pozycja energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE

Polityka klimatyczna UE jako element transformacji energetycznej. Istotnym elementem na osi czasu transformacji energetycznej na świecie jest Porozumienie Paryskie z 2016 r. Jego efektem była polityka UE, która trzy lata później przyjęła sposób dojścia do neutralności klimatycznej w 2050 r. o nazwie „Europejski Zielony Ład”. Europejski Zielony Ład znacząco przyspieszył i uszczegółowił ambicje całej Unii w zakresie transformacji energetycznej. Operacjonalizacja celów polityki klimatycznej UE została zrealizowana na poziomie Pakietu Fit for 55 z lipca 2021 r., który to wyznaczył ścieżki dekarbonizacji praktycznie dla każdego sektora gospodarki w UE. Rola energetyki jądrowej w polityce klimatycznej UE dotychczas nie była ponadprzeciętnie istotna, a Komisja Europejska nie odnosiła się do atomu w kolejnych regulacjach publikowanych w ramach Fit for 55. Zasadniczy zwrot w zakresie wizji strategicznej transformacji przyniosła najpierw pandemia COVID-19, a potem wojna w Ukrainie, prowadząc do znaczącej destabilizacji rynku surowców.

Cel udziały OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej do 2030 r.



LINK DO ŹRÓDŁA

1. Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), 2022 Edition

Podejście do źródeł energii w Europejskim Zielonym Ładzie. Europejski Zielony Ład wpłynął zasadniczo na całość polityki dotyczącej wykorzystania technologii do produkcji energii oraz poszczególnych surowców. Wpływ ten można scharakteryzować następująco:

→ **Węgiel**

Stanowi surowiec, który posiada jasno wyznaczoną trajektorię odejścia od użycia. Rentowność elektrowni węglowych znacznie spada ze względu na m.in. wzrost cen uprawnień do emisji na rynku EU ETS oraz niską jakość wydobywanego węgla w stosunku do rosnących kosztów jego zakupu. Niemniej rola węgla w miksie energetycznym UE może zostać krótkotrwale wydłużona (m.in. program bloki 200+), częściowo zastępując potencjalną rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego. Tendencja ta wynika m.in. z tego, że węgiel ma najniższy wskaźnik zależności od importu spośród wszystkich paliw kopalnych stosowanych w UE przez co jego zastosowanie generuje większą odporność na wahania makroekonomiczne oraz potencjalny szantaż cenowy ze strony partnera handlowego;

→ **Gaz ziemny**

Ostatecznie uwzględniony jako paliwo zgodne z polityką klimatyczną UE w ramach aktu delegowanego do Taksonomii UE. Jego dalsza rola w transformacji energetycznej w obecnej formie pozostaje pod pewnym znakiem zapytania ze względu na następujące czynniki: duża zależność od importu, niska lecz nadal występująca emisja, konieczność domieszkania gazami niskoemisyjnymi i odnawialnymi w okresie amortyzacji jednostki, a także wysoka wrażliwość LCOE na ceny surowca wsadowego. Mimo iż ceny gazu ziemnego w Unii Europejskiej przez lata utrzymywały się na stabilnym poziomie, to od początku 2021 roku można zaobserwować znaczące fluktuacje cen hurtowych gazu ziemnego na benchmarku TTF, co przełożyło się także na istotne wahania hurtowych cen energii elektrycznej oraz ogólny kryzys energetyczny. Wydaje się, że jednostki gazowe pozostaną przejściowymi, pełniąc ważną rolę stabilizującą w systemie elektroenergetycznym. Niemniej będą one wymagać stopniowej dekarbonizacji dla uniknięcia powstawania zjawiska tzw. aktywów osieroconych oraz utraty rentowności w czasie amortyzacji.

→ **OZE**

Ze względu na aspekty klimatyczne i regulacyjne niewątpliwie można spodziewać się dynamicznego rozwoju OZE w Unii Europejskiej w najbliższych dekadach. Niemniej podstawowym wyzwaniem w zakresie rozwoju OZE będzie zapewnienie stabilności pracy systemu elektroenergetycznego przy wzroście liczby jednostek nisterowalnych. Wydaje się, że w tym kontekście konieczne będzie jednoczesne rozwijanie technologii pracujących u podstawy systemu elektroenergetycznego, a także tych stosunkowo elastycznych zdolnych do pracy szczytowej i podszczytowej oraz magazynów energii.

→ **Energetyka jądrowa**

Podobnie jak gaz ziemny, energetyka jądrowa została ostatecznie uwzględniona w Taksonomii UE. Tym samym jest ona klasyfikowana jako technologia zrównoważona i zgodna z polityką klimatyczną UE pod określonymi warunkami. W kontekście realizacji transformacji energetycznej należy wskazać, że bloki jądrowe mają trzy zasadnicze zalety: stabilność działania, zeroemisyjność, bardzo wysoką efektywność pracy. Kluczowymi kwestiami strategicznymi w zakresie jednostek jądrowych pozostaje minimalizacja kosztu kapitału poprzez stworzenie optymalnej struktury finansowania przy jednoczesnym krytycznym utrzymywaniu harmonogramu realizacji projektu. Szacunki Komisji Europejskiej wskazują, że koszty produkcji energii elektrycznej z pierwszych bloków jądrowych (tzw. FOAK - First of a kind) w 2030 r. będą wynosić średnio około 80-100 EUR/MWh, a jednostek pracujących około 40-60 EUR/MWh. Niemniej koszty produkcji energii elektrycznej ze źródeł atomowych mogą zostać zrekompensowane zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego państwa.

→ **Pozostałe**

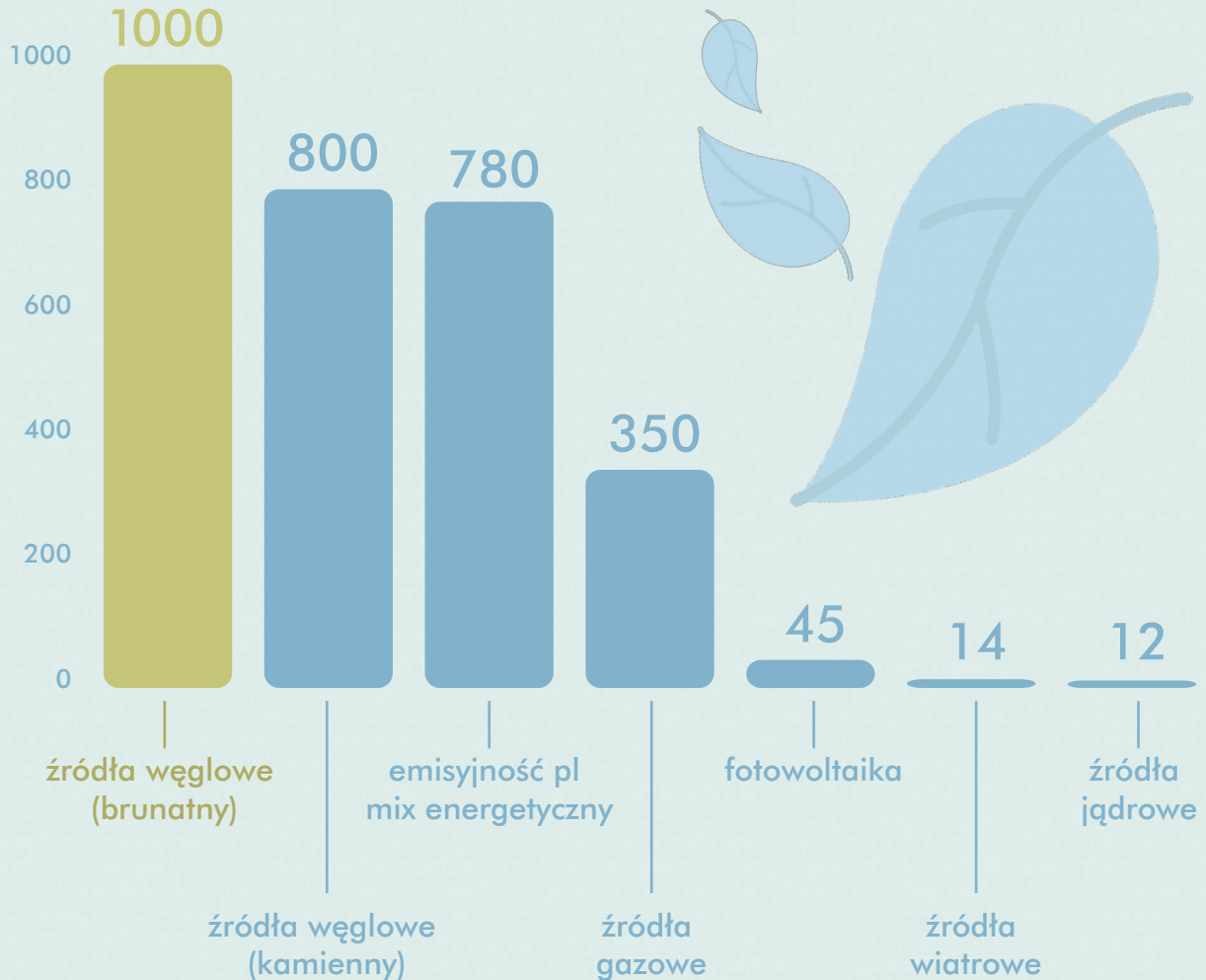
Istotny potencjał uzupełnienia miksu energetycznego posiada także biometan, który określan jest jako częściowy substytut gazu ziemnego. Dodatkowo ważnym gazem przyszłości, którego rozwój będzie bezpośrednio zależał od rozwoju rynku OZE jest wodór. Oceniany jako przyszłe paliwo oraz nośnik energii prowadzący do przenikania rynków w formule Power – to – X. Popyt na wodór będzie generowany głównie w sektorach trudnych do elektryfikacji jak: rafinerie, zakłady chemiczne, czy hutnictwo oraz transport ciężki. Należy również wskazać, że gospodarka wodorowa może zostać dodatkowo wsparta dzięki rozwojowi energetyki jądrowej, gdyż stabilnie pracujące jednostki atomowe (m.in. SMR) mogą zapewnić przewidywalną produkcję wodoru (fioletowy/różowy), co nie jest możliwe w przypadku źródeł OZE.

Emisyjność wybranych technologii energetycznych

(CO₂/kWh)



ILUSTRACJA: PCH.VECTOR / FREEPIK



Energetyka atomowa a polityka klimatyczna UE. Ze względu na powyższe można dostrzec, że na przestrzeni ostatnich lat energetyka atomowa zaczyna coraz wyraźniej wpływać na kształtowanie polityki klimatycznej UE. Znaczenie to ujawnia się szczególnie jako źródła pracującego u podstawy systemu elektroenergetycznego oraz zeroemisyjnego. Zgodnie z założeniami Komisji Europejskiej (w ramach pakietu REPowerEU) udział OZE w miksie energetycznym ma osiągnąć 45% w 2030 r. Ambitne cele w zakresie rozwoju źródeł OZE w UE generują naturalne wyzwania związane ze znaczącym poziomem potrzebnego bilansowania oraz stabilizowania systemu elektroenergetycznego. W tej sytuacji rynkowej energetyka jądrowa jest zasadniczo jedynym rozwiązaniem długoterminowym, które zapewnia jednoczesną realizację dwóch celów strategicznych: praktycznie zerowa emisja CO₂ w cyklu życia (LCA – Life Cycle Assessment) oraz stabilizacja pracy systemu elektroenergetycznego. Do tego należy dodać obecną sytuację geopolityczną związaną z wojną w Ukrainie. Destabilizacja rynków surowcowych, a w szczególności gazu ziemnego, ukazała znaczące oddziaływanie Rosji na kondycję gospodarczą całej UE, w tym także Polski. Należy także podkreślić, że wymogi wprowadzane w ramach takich regulacji jak: Taksonomia UE, wytyczne w sprawie pomocy publicznej CEEAG oraz dyrektywa o efektywności energetycznej EED, generują istotne wyzwania dla nowych jednostek gazowych. Taksonomia UE, jak i dyrektywa EED wskazują bezpośrednio na maksymalny limit emisji z jednostek gazowych na poziomie 270 g CO₂/kWh, z czego w Taksonomii dodany jest także wymóg dla inwestora w zakresie wskazania możliwości spalania 100% gazów niskoemisyjnych i odnawialnych w jednostkach gazowych w 2035 r.

Rozwój energetyki jądrowej w Polsce jako odpowiedź na wyzwania polityki klimatycznej UE. Niewątpliwie polityka klimatyczna UE oraz agresja Rosji na Ukrainę powodująca zaburzenia funkcjonowania na rynku energii, stanowią dwa istotne czynniki wpływające na perspektywę transformacji krajowego wytwarzania energii elektrycznej. Polska stoi bowiem przed wyzwaniem znaczącej transformacji miks wytwórczego energii elektrycznej, gdyż nadal średni poziom emisyjności dla produkcji energii elektrycznej wynosi około 700-750 kg CO₂/MWh, co jest jedną z najwyższych wartości w Unii Europejskiej. Wysoka emisyjność krajowej energetyki przekłada się na wysoką ekspozycję na koszty emisji związane z systemem EU ETS, co w konsekwencji oddziałuje na poziom cen za energię elektryczną u odbiorców końcowych oraz produktów wytworzonych na terenie kraju z udziałem energii elektrycznej. Biorąc jednak pod uwagę doświadczenia państw Europy Zachodniej, które są na dalszym etapie transformacji energetycznej można zauważyć, że stosunkowo wysokie poziomy cen energii elektrycznej mają w tych państwach przynajmniej częściowe uzasadnienie i wynikają z konieczności przeprowadzenia wielu jednoczesnych inwestycji energetycznych prowadzących do realizacji celów klimatycznych. Przypuszcza się, że z racji na wykładniczo rosnące potrzeby transformacji, również polskiej energetyki, opłaty regulacyjne i sieciowe występujące w polskich rachunkach za energię elektryczną również mogą wzrosnąć w następnych latach. Zatem długoterminowe utrzymanie stosunkowo niskich poziomów cen energii elektrycznej w Polsce będzie istotnym wyzwaniem, a konieczność przeprowadzenia transformacji energetycznej będzie odzwierciedlona przynajmniej częściowo w rachunkach za energię elektryczną.

Perspektywy rozwoju EJ w Polsce w kontekście polityki klimatycznej UE - podsumowanie

- Obecne otoczenie rynkowe i regulacyjne w UE powoduje, że energetyka jądrowa może zyskać dodatkowe znaczenie strategiczne w całej transformacji energetycznej kraju.
- Energetyka jądrowa może wypełnić lukę mocy wraz ze stopniowym odejściem od jednostek węglowych oraz w związku z niepewnością, co do zakładanej dotychczas budowy jednostek gazowych.
- Energetyka jądrowa może stanowić narzędzie pozwalające częściowo przekierować nowotworzone moce wytwórcze OZE do produkcji gazów zero- i niskoemisyjnych w przemyśle trudnym do dekarbonizacji, przyczyniając się do realizacji poprawy konkurencyjności tych gałęzi polskiej gospodarki.
- Włączenie energetyki jądrowej do Taksonomii UE jest pozytywne z perspektywy polskich projektów atomowych, a także potencjalnej możliwości pozyskania preferencyjnego finansowania tej technologii w Polsce (krytyczne dla kosztu kapitału i finalnego LCOE).
- Polska powinna dolożyć wszelkiej staranności by projekty realizowane z zagranicznymi partnerami spełniały wymogi wyznaczone w sekcji 4.27 aktu delegowanego do Taksonomii UE (dla nowo budowanych bloków jądrowych).
- Wydaje się, że z perspektywy transformacji energetycznej w Polsce zarówno energetyka jądrowa, jak i źródła OZE powinny być rozpatrywane komplementarnie jako technologie przyszłościowe, wspólnie tworzące miks energetyczny Polski. Nie należy prowadzić do wzajemnej konkurencji tych technologii (m.in. o przyłącza, fundusze).
- Optymalny model finansowania energetyki jądrowej w Polsce powinien uwzględniać wymogi taksonomiczne w zakresie energetyki jądrowej. Należy w szczególności pamiętać, że europejskie banki rozwoju jak EBI czy EBOiR, które dysponują znacznymi środkami na finansowanie projektów energetycznych będą podejmować swoje decyzje inwestycyjne na podstawie spełnienia wymogów Taksonomii UE¹.

Rozdział IV - Światowy rynek paliwa jądrowego

Wykorzystanie rudy uranu. Pozyskanie rudy uranowej jest pierwszym etapem przygotowania paliwa jądrowego. Wąskim gardłem jest dostępność tzw. wzbogaconego uranu (ang. enriched uranium). Proces ten może mieć podwójne zastosowanie i prowadzić do produkcji cywilnego paliwa dla reaktorów nuklearnych, ale też dla potrzeb militarnych.

Kraj zainteresowany wyłącznie rozwojem energetyki jądrowej dla celów cywilnych musi brać pod uwagę, że będzie musiał importować paliwo w postaci wzbogaconego uranu. W przypadku Polski, która jest stroną wielu porozumień dotyczących energetyki jądrowej i od lat posiada badawcze reaktory jądrowe, a także prowadzi odpowiedzialną politykę zagraniczną, dostęp do takich technologii i urządzeń, jak wymagane do procesu wzbogacania uranu nie powinien stanowić problemu w skali międzynarodowej. W przypadku, gdy Polska nie podejmie decyzji o budowie zakładów wzbogacania uranu lub urządzenia nie będą dostępne w procesie budowy zdolności produkcji energii z atomu musi również brać pod uwagę towarzyszące dostępności do wzbogaconego uranu ryzyko polityczne, jako kluczowy czynnik wpływający na bezpieczeństwo energetyczne Polski.

Zarządzając ryzykiem politycznym w energetyce, a w szczególności w obszarze energetyki jądrowej, należy w miarę możliwości panować nad każdym etapem cyklu paliwa jądrowego (a przynajmniej dywersyfikować ryzyko lub powierzać produkcję na każdym etapie krajom o najwyższym prawdopodobieństwie przyjaznej polityki wobec zainteresowanego w długiej perspektywie czasowej (brakiem lub możliwością istotnego ograniczenia sprzecznych interesów międzynarodowych z partnerami). W przypadku niskiego prawdopodobieństwa zdolności do takiego zarządzania ryzykiem politycznym dostawców w każdym elemencie cyklu paliwa (wydobycie, przemiał, konwersja, wzbogacanie czy produkcja paliwa), dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego, należy dążyć do posiadania na własnym terytorium możliwie wszystkich zdolności produkcyjnych pod kontrolą podmiotów lokalnych lub z kluczowym wpływem państwa.

W związku z tym, dla właściwej oceny cyklu paliwa jądrowego, ze względu na jego międzynarodowy charakter, szczególnie dla krajów takich, jak Polska autorzy niniejszego opracowania zaproponowali następującą klasyfikację krajów (związanych łańcuchem wartości paliwa jądrowego) ze względu na ryzyko polityczne .

Propozycja kategoryzacji partnerów handlowych w obszarze energetyki jądrowej

KATEGORIA	SKUTEK W ZAKRESIE DOSTAW PALIWA	CHARAKTERYSTYKA
nieżyczliwe	brak dostaw	Państwo w przeszłości lub aktualnie prowadzące wobec Polski działania o charakterze sankcji lub działania nieprzyjazne, a także prowadzące politykę niezgodną z długoterminowym interesem politycznym i ekonomicznym Polski.
niepewne	brak dostaw	Państwo, które nie prowadziło w przeszłości działań nieprzyjaznych Polsce na płaszczyźnie politycznej i ekonomicznej, ale które może działania takie prowadzić ze względu na uwarunkowania międzynarodowe, w tym wiążące porozumienia międzynarodowe z krajami Polsce nieżyczliwymi. Kraje, które w warunkach kryzysu ze względów logistycznych mogą nie być w stanie dostarczyć paliwa lub surowca.
neutralne	dostawy niepewne	Państwo, które nie prowadziło wobec Polski działań nieprzyjaznych w przeszłości oraz aktualnie, nie związane porozumieniami politycznymi i ekonomicznymi, które z różnych powodów, głównie wewnętrznych czy rynkowych może nie być zainteresowane regularnymi dostawami do Polski.
życzliwe	dostawy o dużym stopniu pewności	Kraje, które do tej pory nie prowadziły wobec Polski działań wrogich, ich interesy nie są długoterminowo sprzeczne z interesami Polski. Kraje, które dotychczas w okresach kryzysowych nie zmieniały życzliwego podejścia do polskich potrzeb i interesów. Kraje, które pozostają z Polską w relacjach sojuszniczych czy w ramach bloków politycznych lub ekonomicznych.

Źródło: Opracowanie własne

LINK DO ŹRÓDŁA

1. Energetyka jądrowa jest zgodna z polityką finansowania EBI – Energy Lending Policy, str. 22.

Wydobycie rudy uranu i przetwarzania. Pierwszym istotnym elementem powstawania paliwa jądrowego jest wydobycie rudy i jej przemiał do postaci U_3O_8 tzw. yellowcake. Kolejny krok to konwersja U_3O_8 do UF_6 . UF_6 następnie w procesie wzbogacania doprowadzany jest do postaci $enUF_6$ (enriched UF_6) w technologii dyfuzji gazowej w urządzeniach zwanych centryfugami (w procesie o charakterze kaskadowym). Cywilne paliwo jądrowe jest na ogół wzbogacane do 3%-5% U-235. Ostatnim etapem produkcji nadającego się do użytku paliwa jądrowego jest wytwarzanie paliwa. W zakładach produkcyjnych wzbogacony uran jest przetwarzany na sproszkowany ditlenek uranu (UO_2), a następnie formowany w małe pastylki ceramiczne. Pastylki te są ładowane do cylindrycznych prętów paliwowych, a następnie łączone w zestawy paliwowe specyficzne dla konkretnego reaktora. Paliwo takie w postaci pastylek lub prętów wykorzystywane jest w reaktorze. Dokładny poziom wzbogacenia oraz rodzaje prętów paliwowych i zespołów są specyficzne dla każdego reaktora.

Dostępność technologii produkcji paliwa jądrowego. Każdy z opisanych elementów procesu tworzenia paliwa (wydobycie, przetwarzanie, konwersja, wzbogacanie, produkcja paliwa) wymaga dostępu do odrębnych technologii. O ile nie powinno być problemu z dostępnością technologii wydobycia lub pozyskiwania uranu ze źródeł naturalnych i jego przetwarzania, to jednak proces konwersji czy produkcji paliwa (prętów czy pastylek) jest ograniczony do kilku krajów na świecie. Barię są koszty i związana ze skalą opłacalność produkcji. Technologie wzbogacania uranu ze względu na podwójne zastosowanie są objęte ograniczeniami ze względu na nierozprzestrzenianie broni nuklearnej i technologii związanych z jej produkcją, gdzie kluczowym elementem jest właśnie wysoko wzbogacony uran. W konsekwencji decyzja o udostępnieniu wskazanych powyżej technologii jest decyzją państwa udostępniającego inne technologie nuklearne (reaktory).

Zasoby uranu. Jednym z podstaw niezależności w przypadku energetyki jądrowej jest dostęp do źródeł uranu. Źródła te można podzielić na pierwotne (zasoby naturalne, w tym konwencjonalne i niekonwencjonalne - o niskiej zawartości uranu) oraz wtórne (niekonwencjonalne – w tym odpady z przemysłu miedziowego, produkcji nawozów fosforowych i innych). W przypadku źródeł pierwotnych, obecnie za opłacalną, uważa się eksploatację bogatych rud uranu, pozwalających na produkcję tego pierwiastka po cenach niższych niż 130 USD/kg U_3O_8 . Zasoby niekonwencjonalne, to są skały i materiały o bardzo niskiej zawartości uranu, w których występuje on przeważnie obok innych, wartościowych pierwiastków i uzyskiwany jest jako współprodukt lub produkt uboczny przy wydobyciu głównego surowca.

Konwencjonalne zasoby uranu. Konwencjonalne zasoby uranu na świecie szacowane są na 5,7 mln – 6,148 mln ton. Rozszerzanie zakresu badań geologicznych z wykorzystaniem środków satelitarnych, dokładniejsze oceny rozpoznanych złóż zmieniających ocenę efektywności ekonomicznej ich wykorzystania i przesuwaniu poszczególnych złóż (depozytów uranowych) z kategorii spekulatywnych do pewnych, a także postęp technologiczny prowadzą do zwiększania się dostępnych złóż uranu. Rozkład depozytów uranowych (złóż) jest geograficznie w miarę równomierny, jeśli za kryterium przyjąć dostępność dla dużej grupy państw. Natomiast nawet jeśli dany kraj posiada duże złoża nie oznacza to jeszcze, że aktualnie są one opłacalne dla ich przemysłowego wykorzystania. Zależy to na dzień dzisiejszy od zawartości uranu w rudzie. Aktualnie państwem o największych złożach rudy uranowej jest Australia, która kontroluje ponad 28% światowych zasobów uranu. Kolejnym dużym graczem na rynku jest Kazachstan w 15% kontrolowanych zasobów. Istotnymi graczami na rynku kontrolującymi co najmniej 5% światowych zasobów każde są: Kanada, Rosja, Namibia, RPA i Brazylia. Na tym tle złoża uranu zlokalizowane w Polsce nie są znaczne i szacunki wskazują na ich wielkość pomiędzy 7267 a 9072 ton zasobów rozpoznanych. Jednakże zarówno rozpoznane, jak i prognozowane i spekulatywne złoża nie wystarczą na funkcjonowanie przewidywanych w PEP 2040 elektrowni nuklearnych w okresie ich przewidywanego funkcjonowania. W tej sytuacji Polska musi być przygotowana na import uranu dla zaspokojenia własnych potrzeb.

Rozpoznane zasoby uranu

PAŃSTWO	ZASOBY W TONACH URANU	PROCENT ZASOBÓW ŚWIATOWYCH	CHARAKTER ZE WZGLĘDU NA RYZYKO POLITYCZNE
Australia	1,692,700	28%	życzliwe
Kazachstan	906,800	15%	neutralne/niepewne
Kanada	564,900	9%	życzliwe
Rosja	486,000	8%	nieżyczliwe
Namibia	448,300	7%	neutralne
RPA	320,900	5%	neutralne
Brazylia	276,800	5%	neutralne
Niger	276,400	4%	neutralne
Chiny	248,900	4%	niepewne
Mongolia	143,500	2%	niepewne
Uzbekistan	132,300	2%	neutralne/niepewne
Ukraina	108,700	2%	życzliwe
Botswana	87,200	1%	neutralne
Tanzania	58,200	1%	neutralne
Jordania	52,500	1%	neutralne
USA	47,900	1%	życzliwe
Inne	295,800	5%	NA
Ogółem - Świat	6,147,800		

Źródło: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>

Strona podażowa uranu. Pierwotna podaż uranu wynika z wykorzystania opisanych wcześniej złóż tego surowca. Nic więc dziwnego, że główną rolę odgrywają kraje o dużych zasobach uranu. Do głównych graczy na rynku zaliczyć należy podmioty z Kazachstanu, Rosji, Kanady, Uzbekistanu, ale też z Francji, Chin i USA. Generalnie podmioty te pochodzą z krajów, które są głównymi producentami uranu (Kazachstan, Kanada, Uzbekistan czy Rosja i Chiny), ale są też takie, których produkcja bazuje na kontrolowanych złóżach zagranicznych. Wskazać tu należy przede wszystkim francuskie Orano.

Wybór dostawcy uranu. Dokonując wyboru partnera dostarczającego uran warto jest wiedzieć skąd będzie on pochodził, czy dostawca ma możliwość dywersyfikacji miejsca wydobycia z punktu widzenia ryzyka politycznego, a także jakich ma kluczowych partnerów biznesowych. Warunki te są o tyle ważne, że od 1990 r., w związku z m.in. zakończeniem wyścigu zbrojeń, którego częścią były zbrojenia nuklearne, istotnie spadła produkcja pierwotna uranu, co było związane z pojawieniem się uranu wtórnego z ograniczania przez USA i Rosję arsenałów nuklearnych. Tymczasem aktualnie produkcja ze źródeł pierwotnych pokrywa tylko 75-76% globalnego zapotrzebowania na uran dla celów cywilnych. Rosnące napięcia w sferze międzynarodowej, obserwowany powrót do energetyki nuklearnej czy nadchodząca rewolucja związana z pojawieniem się małych reaktorów modułowych, mogą spowodować zmianę opisanych wcześniej trendów i albo zwiększenie wydobycia uranu, albo istotną presję cenową związaną z przejściowymi problemami z dostępnością uranu zarówno ze źródeł pierwotnych, jak i wtórnych. Przy czym należy podkreślić, że jest olbrzymi potencjał do wzrostu produkcji uranu przede wszystkim ze strony Australii, która kontroluje 28% światowych złóż uranu, a jednocześnie jej udział w światowej produkcji uranu nie przekracza 7-8%.

Konwersja uranu. Kolejnym ważnym etapem w łańcuchu wartości przerobu uranu jest jego konwersja (przed wzbogacaniem). W UE konwersją uranu zajmują się zakłady:

- Comurhex we Francji (zakład w Malvesi z konwersją do UF₄ i w Pierrelatte z dalszą konwersją do UF₆) – AREVA;
- BNFL w Wielkiej Brytanii (zakład w Springfield w hrabstwie Lancashire);
- NUKEM w Niemczech, jednak o stosunkowo niewielkich zdolnościach produkcyjnych;
- w Pitesti w Rumunii (tu przetwarza się własny uran z przeznaczeniem do reaktorów typu CANDU).

Zakłady konwersji uranu. Zakłady konwersji działają komercyjnie w Kanadzie, Francji, Rosji i Chinach. Zakłady w USA są zamknięte, ale w 2023 r. oczekuje się wznowienia ich działalności. Prognozuje się, że moce produkcyjne w Chinach znacznie wzrosną do 2025 r., a także później, aby dotrzymać kroku przewidywanemu wzrostowi krajowego popytu w tym zakresie. Zapotrzebowanie na konwertowany uran będzie w perspektywie powrotu do energetyki jądrowej, przemian geopolitycznych czy finalnej reorientacji części krajów w zakresie dostawców paliwa jądrowego, istotnie rosło. Może to doprowadzić do powstania niebezpiecznej luki popytowej tuż przed planowanym uruchomieniem pierwszych reaktorów jądrowych w Polsce. Jednakże, choć wydaje się, że zdolność produkcyjna nominalna krajów zachodnich czy Unii Europejskiej będzie w tej perspektywie wystarczająca, to faktyczna zdolność nie będzie już wystarczająca, a po wtóre prognoza obejmuje okres przed uruchomieniem reaktorów jądrowych w Polsce czy przewidywanym wzrostem znaczenia SMRów.

Wzbogacanie uranu. Następnym istotnym elementem łańcucha wartości w zakresie paliwa jądrowego jest etap wzbogacania uranu. Stąd kluczowe jest uwzględnienie możliwości własnego wzbogacania materiału rozszczepialnego lub zapewnienie dostaw ze źródeł pewnych i bezpiecznych z punktu widzenia ryzyka politycznego. Posiadanie własnych możliwości wzbogacania jest szczególnie ważne w związku z przewidywanym wykorzystaniem SMRów, gdzie potrzebne jest paliwo bardziej wzbogacone. Dodatkowo powrót do energetyki jądrowej z uwagi na politykę klimatyczną Unii Europejskiej preferującą zeroemisyjne źródła energii, zwiększy popyt na uran wzbogacony i obciążenie istniejących instalacji. Aktualny globalny popyt na wzbogacony uran wynosi ok. 51,2 mln SWU/rok¹. Należy zwrócić uwagę, że popyt na paliwo jądrowe będzie zależał od sytuacji na rynku dużych reaktorów wielkoskalowych oraz tempa, dynamiki wdrożenia i rozwoju rynku SMRów. Aktualnie (po 2021 r. i kryzysie energetycznym) widać wyraźnie powrót do energetyki jądrowej, jako efektywnej ekonomicznie i bezpiecznej oraz ze stabilnym poziomem cen, a także co równie ważne, a może nawet w Europie i w przyszłości w USA, Kanadzie czy Japonii i Korei ważniejsze – zeroemisyjnego źródła energii.

LINK DO ŹRÓDŁA

1. Macdonald R., 2021, NPEC

Wzbogacaniem uranu w Unii Europejskiej zajmują się zakłady:

- francuski Georges Besse II, należący do Societe d’Enrichissement du Tricastin (SET) - firma kontrolowana przez koncern AREVA
- oraz angielsko-holendersko-niemieckie Urenco z zakładami w Capenhurst, Almelo i Gronau.

Natomiast globalnie największym graczem na rynku jest kontrolowany przez Rosatom rosyjski TVEL ze zdolnością produkcyjną 28 mln SWU/rok.

Główni producenci wzbogaconego uranu – stan aktualny i prognozy

OPERATOR/KRAJ	CHARAKTER Z PUNKTU WIDZENIA RYZYKA POLITYCZNEGO	ZDOLNOŚĆ PRODUKCYJNA W 2020 W MLN SWU/ROK	ZDOLNOŚĆ PRODUKCYJNA W 2040 W MLN SWU/ROK
Chiny – CNNC	niepewny	7,5	16 – 37
Rosja – TVEL	niezycliwy	28	>25
Wielka Brytania, Niemcy, Holandia – Urenco Europe	zycliwy	13,7	>10,7
Francja – Orano	zycliwy	7,5	7,5
USA – Urenco US, Centrus	zycliwy	4,8	>4,8
Japonia – JNFL	zycliwy	0,075	<1,5
Argentyna, Brazylia, Korea Płn, Indie, Iran	brak danych	0,1	<0,5
Korea Południowa	zycliwy	0	<3,5
Razem		61,8	>74

Źródło: Macdonald R., 2021, NPEC

Perspektywa zmian na rynku wzbogaconego uranu. Przed jesienią 2021 r. Urenco Europe planował ograniczenia mocy produkcyjnych. Było to spowodowane przewidywanym spadkiem zapotrzebowania na wzbogacony uran w wyniku denuklearyzacji miks energetyczny w Niemczech, Belgii i Holandii oraz naciskiem na podobne procesy ze strony Komisji Europejskiej w innych krajach (by ograniczyć zależność od importu strategicznych surowców energetycznych). Kryzys energetyczny 2021-2022 może doprowadzić do weryfikacji tych planów ze względu na przedłużenie pracy przewidywanych do odłączenia elektrowni jądrowych, a także rezygnację z pierwotnych planów denuklearyzacji przez przynajmniej część krajów europejskich. Nie bez znaczenia będzie również reorientacja geograficzna części europejskich operatorów elektrowni jądrowych z paliwa (i wzbogaconego uranu) rosyjskiego na zachodni. Przykładem są tu Finlandia, Czechy czy Ukraina. Prawdopodobnie podobnie postąpią Słowacja i Bułgaria. Może to doprowadzić do okresowego deficytu wzbogaconego uranu dostępnego w Europie.

Popyt na wzbogacony uran - stan obecny i prognozy

ŹRÓDŁO POPYTU	POPYT W 2020 W MLN SWU/ROK	POPYT W 2040 W MLN SWU/ROK		
		MIN	ŚREDNIO	MAX
duże reaktory	51,19	45,24	72,6	84,7
małe i zaawansowane reaktory	0,013	0,149	3,285	12,692
reaktory badawcze	0,028	0,038	0,065	0,143
razem	51,231	45,427	76,55	100,74

SWU – separative work unit

Produkcja paliwa jądrowego. Mając dostęp do wzbogaconego uranu można podjąć produkcję paliwa jądrowego. Jest ona zazwyczaj skoncentrowana w krajach, które posiadają odpowiednie technologie oraz elektrownie atomowe. Produkcja paliwa to ostatni krok w procesie przekształcania uranu w jądrowe pręty paliwowe. Pogrupowane w zespoły pręty paliwowe stanowią większość struktury rdzenia reaktora. Ta przemiana materiału zamiennego – uranu – w zaawansowane technologicznie komponenty reaktora różni się koncepcyjnie od rafinacji i przygotowania paliw kopalnych. Zestawy paliwa jądrowego są specjalnie zaprojektowane dla określonych typów reaktorów (np. LWR, PHWR) i są wykonane zgodnie z wymagającymi normami. W przypadku paliwa LWR jego możliwości produkcji, a więc i dostępność jest stosunkowo duża.

Ponowne wzbogacanie uranu. Jednym z istotnych źródeł paliwa jądrowego jest ponowne jego wzbogacenie. Realizowane jest przez te same podmioty, które dokonują wzbogacenia pierwotnego uranu i dane dotyczące tej działalności ujęte są w ich produkcji wzbogaconego uranu. To bardzo ważny element łańcucha wartości paliwa jądrowego o ciągle rosnącym znaczeniu. Należy w związku z tym zwrócić uwagę na to, skąd pochodzi paliwo do ponownego wykorzystania, tym bardziej, że dochodzi do zjawiska zwanego uranium washing – czyli ukrywania faktycznego źródła uranu, tak na rynku pierwotnym, jak i wtórnym.

Główni producenci wzbogaconego uranu - stan aktualny i prognozy

OPERATOR/KRAJ	CHARAKTER Z PUNKTU WIDZENIA RYZYKA POLITYCZNEGO	ZDOLNOŚĆ PRODUKCYJNA W 2020 W MLN SWU/ROK	ZDOLNOŚĆ PRODUKCYJNA W 2040 W MLN SWU/ROK
Chiny – CNNC	niepewny	7,5	16 – 37
Rosja – TVEL	niezycliwy	28	>25
Wielka Brytania, Niemcy, Holandia – Urenco Europe	zycliwy	13,7	>10,7
Francja – Orano	zycliwy	7,5	7,5
USA – Urenco US, Centrus	zycliwy	4,8	>4,8
Japonia – JNFL	zycliwy	0,075	<1,5
Argentyna, Brazylia, Korea Płn, Indie, Iran	brak danych	0,1	<0,5
Korea Południowa	zycliwy	0	<3,5
Australia, Argentyna, Kanada, RPA, Arabia Saudyjska, Wietnam	brak danych	0	deklaracje rozwoju
Razem		61,8	>74

Źródło: Macdonald R, 2021, NPEC

Wnioski. Podsumowując przeprowadzone oceny można przedstawić następujące rekomendacje:

1. Opracowanie odrębnej strategii dotyczącej cyklu paliwa jądrowego z decyzjami czy importujemy gotowe paliwo, czy też budujemy zdolności w części lub całości łańcucha paliwa jądrowego, wykorzystując możliwości outsourcingu poszczególnych, szczególnie mniej wartościowych półproduktów na powierzonym materiale pierwotnym.
2. Przeprowadzenie pełnej analizy ryzyka politycznego krajów dostawców nie tylko technologii produkcji energii z atomu, ale też dostawców paliwa lub poszczególnych elementów cyklu.
3. Ocena opłacalności ekonomicznej w perspektywie bezpieczeństwa posiadania w Polsce zdolności produkcyjnych w możliwie całym cyklu paliwa (bez pozyskania rudy i yellowcake - ponieważ proces przemiału dokonuje się zazwyczaj w miejscu pozyskania rudy – ze względu na dostępność naturalną, choć zdolności produkcyjne na najbardziej obiecujących złożach mogłyby uzupełnić import lub uzupełnić go krótkoterminowo w warunkach kryzysowych). Kluczowe przy tym wydają się zdolności do konwersji, a w mniejszym stopniu do wzbogacania uranu i produkcji paliwa jądrowego – szczególnie w perspektywie szerokiego wykorzystania małych reaktorów modułowych (SMR).
4. Pozyskanie praw do złóż uranu w krajach przyjaznych lub udziału w takich złożach – praktyka w branży wskazuje, że jest to możliwe. Prawa do złóż mogą też dotyczyć krajów neutralnych, ale wtedy ze względu na dywersyfikację ryzyka powinno się też pozyskać dostęp do złóż z krajów przyjaznych.
5. Powinno się rozważyć wejście w joint venture w zakresie wydobywania, ale jeśli nie będzie podjęta decyzja o pozyskaniu własnych zdolności, również w zakresie konwersji i wzbogacania uranu oraz produkcji paliwa jądrowego.
6. Niezależnie od ewentualnego pozyskania własnych zdolności w łańcuchu paliwa jądrowego w ramach dywersyfikacji pozyskać długoterminowe, połączone z budową partnerstwa strategicznego, umowy w zakresie nabycia yellowcake, konwertowanego i wzbogaconego uranu oraz paliwa jądrowego (tak by mieć co najmniej dwa niezależne ich źródła), a także wskazane byłoby utworzenie ich rezerw.
7. Rozwijać kompetencje przemysłowe, naukowe oraz technologiczne w obszarze wszystkich elementów cyklu paliwa jądrowego.
8. Wykorzystać możliwości płynące z koordynacji działań z Euroatomem, a szczególnie ESA.

Rozdział V - Kierunki rozwoju dla polskiego przemysłu związane z bezpiecznym postępowaniem z odpadami promieniotwórczymi i ich transport

Rodzaje odpadów promieniotwórczych. Generowanie odpadów promieniotwórczych w elektrowni jądrowej (EJ) rozpoczyna się wraz z rozruchem jądrowym, tj. momentem pierwszego załadunku kaset paliwowych do reaktora. Odpady promieniotwórcze powstające z bloków jądrowych reaktora AP1000 to odpady w postaci stałej, ciekłej i gazowej. Do odpadów stałych można zaliczyć takie jak: żywice jonowymienne, elementy metalowe, suchy granulowany węgiel z filtrów, odpady prasowalne (ubrania, lignina, szmaty itp.), elementy z tworzyw sztucznych, elementy szklane, itp. Odpady promieniotwórcze gazowe zawierają promieniotwórcze izotopy wodoru, azotu oraz gazowe produkty rozszczepienia (głównie jod, gazy szlachetne oraz aerozole). Odpady promieniotwórcze ciekłe to w przeważającej większości borowane chłodziwo reaktora, chłodziwo z obiegu wtórnego reaktora, woda zdeminalizowana z elementami stałymi, odpady ciekłe powstałe po dekontaminacji itp. Ciekłe odpady promieniotwórcze będą przetwarzane w miejscu ich powstawania, a w kolejnym kroku zestalane z wykorzystaniem zapraw cementowych, i dopiero w takiej formie będą kierowane na składowisko odpadów promieniotwórczych. Szacuje się, że z jednego bloku AP1000 całkowita ilość odpadów promieniotwórczych stałych wytwarzanych (ale jeszcze nieprzetworzonych) będzie wynosiła ok. 195 m³, czyli z jednej elektrowni jądrowej składającej się z 3 bloków będzie to około 585 m³/rok.

Tabela 2 Roczne generowanie odpadów promieniotwórczych stałych w elektrowni składającej się z bloków AP1000¹

KATEGORIA ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH	ILOŚĆ STAŁYCH ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH Z JEDNEGO BLOKU EJ AP1000		ILOŚĆ STAŁYCH ODPADÓW PROMIENIOTWÓRCZYCH Z TRZECH BLOKÓW EJ AP1000	
	PRZED PRZETWORZENIEM	PO PRZETWORZENIU	PRZED PRZETWORZENIEM	PO PRZETWORZENIU
	M ³ /ROK	M ³ /ROK	M ³ /ROK	M ³ /ROK
niskoaktywne	176	73	528	219
średnioaktywne	10	41	30	123
wysokoaktywne	9	-	27*	-

* średnia wielkość wyliczona na podstawie całkowitej ilości oszacowanych odpadów na 60 lat eksploatacji EJ

Przetwarzanie odpadów promieniotwórczych. Wybór metod przetwarzania oraz zastalania odpadów promieniotwórczych zależy od ich właściwości fizykochemicznych oraz od kategorii danego odpadu promieniotwórczego. Od decyzji regulatora w sprawie zmiany kwalifikowania odpadów promieniotwórczych będzie zależało dalsze przygotowanie Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych Przedsiębiorstwo Państwowe (ZUOP) oraz Polskich Elektrowni Jądrowych Sp. z o.o. (PEJ) do optymalnego przetwarzania i zastalania odpadów promieniotwórczych, czyli zakup lub wytworzenie odpowiednich instalacji.

Projektowanie pojemników na odpady promieniotwórcze. Ważnym elementem zabezpieczenia odpadów promieniotwórczych jest umieszczenie ich w odpowiednich opakowaniach, w których będą bezpiecznie składowane. Obecnie w Polsce do tego celu stosuje się bębny stalowe zabezpieczone przed korozją o objętości ok. 200 L. Pojawienie się znacznej ilości odpadów średnio- i wysokoaktywnych będzie wymagało zastosowania innego typu pojemników. Opakowania na odpady średnioaktywne i wysokoaktywne charakteryzują się dużą osłonnością i są projektowane specjalnie do danego rodzaju odpadu promieniotwórczego lub pod konkretny typ wypalonego paliwa jądrowego (odpady wysokoaktywne). Istnieje duże prawdopodobieństwo, że pojemniki na odpady średnioaktywne będą mogły być projektowane i produkowane w Polsce jednakże zaprojektowanie pojemników na odpady wysokoaktywne wymaga wielu lat badań i doświadczeń, dlatego też w początkowej fazie eksploatacji elektrowni jądrowej będą one sprowadzane z zagranicy.

Kryteria akceptacji odpadów promieniotwórczych. Wszystkie odpady promieniotwórcze (przetworzone, zastalane i zapakowane) muszą spełniać kryteria akceptacji odpadów (ang. waste acceptance criteria, - WAC) przed ostatecznym umieszczeniem ich na składowisku odpadów promieniotwórczych. Kryteria te zostaną określone przez operatora składowiska i zatwierdzone przez regulatora.

LINK DO ŹRÓDŁA

1. Raport Oddziaływania na Środowisko przedsięwzięcia polegającego na budowie i eksploatacji pierwszej w Polsce Elektrowni Jądrowej o mocy elektrycznej do 3750 MWe, na obszarze gmin Choczewo lub Gniewino i Krokowa - Tom II Charakterystyka przedsięwzięcia i emisji - https://gendyochronysrodowiska-my.sharepoint.com/personal/teams8_gendyochronysrodowiska_onmicrosoft_com/_layouts/15/onedrive.aspx?ga=1&id=%2Fpersonal%2Fteams8%5Fgendyochronysrodowiska%5Fonmicrosoft%5Fcom%2FDocuments%2FPPEA%2F3%5FRAPORT%20OOS%5FPPL%2FZAL%5F1%5FRAPORT%5FOOS%2FTOM%5FI1%2FTOM%5FI1%5FCHARAKTERYSTYKA%5FPZEDSIWZIECIA%5F1%5FEMISJI%2Epdf&parent=%2Fpersonal%2Fteams8%5Fgendyochronysrodowiska%5Fonmicrosoft%5Fcom%2FDocuments%2FPPEA%2F3%5FRAPORT%20OOS%5FPPL%2FZAL%5F1%5FRAPORT%5FOOS%2FTOM%5FI1

KPPOPWPJ. Krajowy plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym (KPPOPWPJ), zakłada budowę dwóch nowych składowisk odpadów:

- składowisko powierzchniowe odpadów nisko- i średnioaktywnych krótkożyciowych, tzw. Nowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych – NSOP,
- składowisko głębokie odpadów promieniotwórczych - SGOP, poprzedzone budową Polskiego Podziemnego Laboratorium Badawczego (ang. Polish Underground Research Laboratory - PURL).

KPPOPWPJ zakłada, że do roku 2152 ilość odpadów promieniotwórczych nisko- i średnioaktywnych krótkożyciowych wyniesie 153,5 tys. m³, z czego odpowiednio:

- 54 tys. m³ z eksploatacji elektrowni jądrowych (w tym 9 tys. m³ średnioaktywnych);
- 67,5 tys. m³ z likwidacji elektrowni jądrowych (w tym 6 tys. m³ średnioaktywnych);

12 tys. m³ z zastosowań medycznych, przemysłowych (spoza energetyki jądrowej) oraz z badań naukowych, w tym z pracy reaktora MARIA oraz 20 tys. m³ z likwidacji reaktora MARIA i laboratoriów izotopowych Narodowego Centrum Badań Jądrowych (NCBJ).

Wraz z zaplanowaną rezerwą, 16,5 tys. m³, całkowita pojemność NSOP będzie mogło przyjąć 170 tys. m³ odpadów. Budowa nowych składowisk odpadów promieniotwórczych w dużej mierze będzie zależała od decyzji regulatora o zmianie sposobu kwalifikowania odpadów promieniotwórczych – dostosowanie prawa polskiego do wytycznych Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA). Jeżeli taka zmiana by nastąpiła to warto rozważyć budowę nowego trzeciego składowiska dla odpadów bardzo niskoaktywnych – składowiska powierzchniowego ziemnego, którego budowa i eksploatacja byłaby o wiele tańsza niż rozbudowa NSOP.

Transport odpadów promieniotwórczych. Transport odpadów promieniotwórczych wykonywany poza obszarem jednostki organizacyjnej, prowadzony po drogach publicznych musi być realizowany zgodnie z przepisami określonymi w międzynarodowej konwencji ADR (ang. the European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road) dla materiałów zaliczonych do kategorii 7 oraz przepisami krajowymi. W celu zapewnienia jak najwyższego bezpieczeństwa odpady promieniotwórcze transportuje się tylko w postaci stałej w specjalnie do tego celu przygotowanych pojemnikach.

Wzrost zapotrzebowania na wykwalifikowany personel. Wraz z rozwojem energetyki jądrowej w Polsce nastąpi wzmożone zapotrzebowanie na wykwalifikowany personel, który sprostą zadaniom bezpiecznego postępowania z większą ilością odpadów promieniotwórczych. Warto rozważyć, aby lista stanowisk mających istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, która jest określona na drodze rozporządzenia¹ uległa poszerzeniu o dodatkowe stanowiska ściśle związanymi z bezpiecznym składowaniem i przechowywaniem odpadów promieniotwórczych. Warto również zwrócić uwagę, że ilość osób z uprawnieniami inspektora ochrony radiologicznej typu IOR-2 również jest niewielka, a dostęp do specjalistycznych szkoleń jest bardzo ograniczony.

Aktualizacja KPPOPWPJ. Jednym z głównych wyzwań związanych z postępowaniem z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym będzie aktualizacja KPPOPWPJ. W dokumencie tym, powinien zostać zaktualizowany harmonogram prac związany z budową NSOP, PURL oraz SGOP, jak również powinny być uaktualnione szacunki związane z ilością generowanych odpadów promieniotwórczych. W Polsce powinno się również dążyć do nowelizacji przepisów związanych ze zmianą kategoryzacji odpadów promieniotwórczych, w której pojawi się nowa kategoria - odpady bardzo niskoaktywne.

Cleance level. Kolejnym zagadnieniem które powinno znaleźć się w znowelizowanym prawie jest wprowadzenie tzw. „cleance level”, czyli poziomu poniżej którego materiały w sposób śladowy skażone izotopami promieniotwórczymi, nie stanowią zagrożenia dla zdrowia ludzi i środowiska, będą mogły być przekazane na składowiska odpadów komunalnych. Zarówno „clearence level” jak i kategoria bardzo niskoaktywnych odpadów promieniotwórczych są wprowadzone w większości krajów Europy i doskonale się sprawdzają w redukowaniu generowanych odpadów promieniotwórczych.

LINK DO ŹRÓDŁA

1. ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 5 marca 2021 r. w sprawie stanowiska mającego istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej

Opracowanie WAC. Dla wszystkich składowisk odpadów promieniotwórczych w Polsce powinny w najbliższym czasie zostać opracowane WAC, czyli kryteria akceptacji odpadów kierowanych do składowania. Kryteria te powinny zostać opracowane przez operatora przyszłego składowiska, a uzgodnione z operatorem EJ, i zatwierdzone przez Regulatora.

Rozwój polskich jednostek badawczych. Kolejnym ważnym zadaniem będzie rozwój polskich jednostek badawczych, które byłyby zapleczem technicznym dla energetyki jądrowej, postępowania z odpadami promieniotwórczymi i PAA. Zadania postawione przed tymi jednostkami obejmowałyby prace analityczne (pobieranie i badanie próbek w trakcie pracy EJ i składowisk odpadów promieniotwórczych) oraz rozwiązywanie problemów technicznych wynikłych w trakcie eksploatacji tych obiektów.

Rozdział VI - Modele biznesowe w energetyce jądrowej

Wyzwania związane z ekonomiką elektrowni jądrowych. Realizacja nowych projektów jądrowych od co najmniej 20 lat napotyka na szereg trudności: organizacyjnych, kadrowo-kompetencyjnych, rynkowych i finansowych. Jednym z najważniejszych czynników zniechęcających do podejmowania nowych inwestycji, jest są wysokie nakłady inwestycyjne powiązane z wysokimi kosztami finansowania budowy, często także z trudnościami w umiejscowieniu nowej elektrowni jądrowej na szeroko pojętym rynku energii (konkurencja z OZE).

Udział kosztów finansowania w całkowitych kosztach elektrowni jądrowej. Dominującym elementem kosztu wytworzenia megawatogodziny (MWh) energii elektrycznej w elektrowni jądrowej są koszty finansowania. Według NEA do kosztów finansowania zaliczany jest koszt: spłaty odsetek od kredytów inwestycyjnych, a także koszt kapitału, będący kombinacją kosztu zadłużenia i kosztu kapitału dostarczonego przez właścicieli. Inną znaczącą pozycją kosztów produkcji są kontraktowe koszty budowy. Koszty finansowania wraz ze spłatą fizycznych kosztów budowy (w tym kontrakt EPC, tj. Engineering, Procurement and Construction) stanowią nawet do 80% kosztu łącznego inwestycji.

Nakłady inwestycyjne. Rozpiętość nakładów inwestycyjnych w zrealizowanych inwestycjach jest ogromna: od ok. 2,2 mln USD/MW² dla koreańskich bloków APR-1400 w EJ Shin-Kori w Korei do ok. 15,2 mln USD/MW³ dla prototypowych bloków AP1000 w wersji amerykańskiej w EJ Vogtle w USA. Na obecnym etapie nie jest możliwe wiarygodne i odpowiedzialne określenie nakładów inwestycyjnych dla polskich elektrowni jądrowych. W mediach pojawiła się tylko informacja, że budowę 6 bloków AP1000 konsorcjum Westinghouse i Bechtel wycenia wstępnie na 40 mld USD, czyli ok. 5,70 mln USD/MW netto³.

Koszt finansowania a koszt wytworzenia energii. Finansowanie, w postaci kapitału własnego i kapitału obcego, dostarczone jest przez inwestorów oczekujących określonej stopy zwrotu. Co do zasady, im wyższy poziom ryzyka przypisany do inwestycji, tym wyższa oczekiwana przez inwestorów stopa zwrotu. Zatem obniżenie kosztów finansowania jest niezmiernie istotnym aspektem, gdyż wprost przełoży się to na niższe koszty produkcji energii. Niski koszt kapitału ma również inną zaletę – zmniejsza wrażliwość inwestycji na finansowe konsekwencje ewentualnego opóźnienia i wydłużenia okresu budowy. Koszty kapitału zależą od wielu czynników, przede wszystkim od oczekiwanej premii za ryzyko, która jest specyficzna dla projektów jądrowych i wyceniana indywidualnie dla każdego projektu przez instytucje finansowe i innych inwestorów. Odpowiednio dobrana struktura finansowania, zróżnicowane i wiarygodne źródła taniego kapitału własnego i obcego, pozwalają na uzyskanie relatywnie niskiego średniego ważonego kosztu kapitału (Weighted Average Cost of Capital, WACC). W większości przypadków instytucje finansowe, zarówno krajowe, jak i zagraniczne, w tym agencje kredytów eksportowych, wymagają gwarancji rządowych i przejęcia przez państwo (podatników) ostatecznej odpowiedzialności finansowej za ewentualne problemy z inwestycją.

Zindywidualizowany model finansowania inwestycji. Model biznesowy obejmuje nie tylko kwestie finansowania, ale też strukturę własnościową, formę prawną przedsiębiorstwa, sposób alokacji ryzyka inwestycyjnego i sposób zapewnienia przychodów (tj. sprzedaży energii). Ten ostatni element jest najważniejszy. To właśnie on determinuje większość pozostałych aspektów, a ostatecznie determinuje wybrany model biznesowy. Jednak żaden model biznesowy nie określa źródeł finansowania, przynajmniej nie w odniesieniu do kapitału obcego⁴. Finansowanie dotyczy zawsze konkretnej inwestycji i jest tworzone tylko dla niej. Ten sam model biznesowy wykorzystany w różnych projektach inwestycyjnych, może mieć zapewnione różne źródła finansowania.

LINKI DO ŹRÓDEŁ

1. Projected Costs of Generating Electricity. 2020 Edition, NEA-OECD, Paryż 2020, s. 49.
2. <https://www.powermag.com/vogtle-nuclear-expansion-price-tag-tops-30-billion/>
3. <https://www.green-news.pl/3080-miroslaw-kowalik-westinghouse-polska-atom-elektrownia-jadrowa> ; <https://energia.rp.pl/atom/art37325621-amerykanie-wybuduja-atom-w-polsce-morawiecki-potwierdzamy-decyzje>
4. Wyjątkiem jest model czeski na blok Dukovany-5, w którym, ze względu na jego szczególny charakter, Autorzy uznali niektóre elementy finansowania za cechy modelu.

Modele biznesowe projektów w energetyce jądrowej. W raporcie omówione są pokrótce zarówno modele biznesowe przygotowane dla nowych projektów jądrowych na świecie (10), jak i modele zastosowane w celu utrzymania działalności starych, zamortyzowanych EJ:

Rynek energii + Podatek węglowy / Opłaty za emisje CO₂ (Carbon Tax / ETS) – sprzedaż energii z EJ na rynku. Nie zapewnia to stabilności przychodów, ale z drugiej strony różne formy podatku węglowego są obciążeniem dla elektrowni emitujących gazy cieplarniane, stanowiących konkurencję dla EJ. Ze względu na niepewność co do cen energii na rynku hurtowym, model ten jest rzadko stosowany do nowych projektów jądrowych – istnieją tylko dwa przykłady na świecie (Paks II, Mochovce 3&4).

KDT / umowy wieloletnie (Power Purchase Agreement) – umowy na sprzedaż/odbior energii po określonej stałej cenie, zawierane bezpośrednio między wytwórcą energii a odbiorcą (z możliwym odbiorcą pośrednim). Zwykle posiadają określone ramy czasowe, np. 15 lat. Obecnie funkcjonuje ich odmiana tj. umowy PPA¹ dla instalacji OZE. Model jest powszechnie stosowany do projektów jądrowych w państwach z rynkami regulowanymi.

Model taryfowy (Regulatory Asset Base, RAB – Wartość Regulacyjna Aktywów, WRA) – zastosowany w USA w niektórych stanach (np. w Georgii i Karolinie Południowej) oraz UE dla ciepłownictwa, sektora gazowego i wodociągów. Polega on na okresowym ustalaniu przez regulatora rynku energii określonej stałej opłaty, jaką odbiorcy energii ponoszą na rzecz inwestora elektrowni w formie np. osobnej pozycji na rachunku za energię. Opłata jest wyliczana przez regulatora na podstawie uzasadnionych kosztów inwestycji wraz z godziwym zyskiem inwestora. Cechą charakterystyczną modelu taryfowego jest to, że pobór opłaty rozpoczyna się już na etapie przygotowania inwestycji, albo najpóźniej w chwili rozpoczęcia budowy, a nie dopiero po rozpoczęciu produkcji energii. Brak gwarancji odbioru energii.

Kontrakt różnicowy (Contract for Difference, CfD) – stosowany w UE. W tym modelu państwo gwarantuje stałą cenę sprzedaży energii (strike price) dla elektrowni. Energia sprzedawana jest na rynku, bez gwarancji odbioru i po cenie rynkowej. Jeśli cena ta jest niższa niż zagwarantowana przez rząd, to specjalnie wyznaczony do tego podmiot (zarządca rozliczeń) dopłaca wytwórcy różnicę. Jeśli jest wyższa, wtedy wytwórca musi zwrócić nadwyżkę podmiotowi rozliczającemu.

Model czeski lub czeski CfD – nazwa przyjęta dla nowego modelu biznesowego opracowanego dla projektu Dukovany-5 w Czechach. Jest to mocno zmodyfikowany model CfD, w którym dodano do systemu dedykowaną spółkę obrotu kontrolowaną przez rząd, która ma kupować całą energię z nowego bloku, tym samym zapewniając gwarancję odbioru energii i zmniejszając ryzyko przychodów. Spółka będzie odsprzedawała tę energię na rynku. W przypadku, gdy ta spółka obrotu wygeneruje w ciągu roku budżetowej straty, będzie uprawniona do otrzymania zwrotu od zarządcy rozliczeń lub dotacji z budżetu państwa (co jest nowością w stosunku do systemu CfD). Dodatkowo w tym modelu biznesowym państwo ma udzielić niskooprocentowanej pożyczki inwestorowi.

PTC (Production Tax Credit) – model biznesowy zastosowany w USA. Polega on na tym, że na etapie prac przygotowawczych i prac budowlanych rząd udziela gwarancji i poręczeń do 80% wartości projektu inwestycyjnego. Na etapie eksploatacji udziela inwestorowi kwotowego (w USD ct/kWh) zwolnienia podatkowego do każdej MWh energii sprzedanej po cenie 18 USD² przez pierwsze 8 lat pracy bloku³ oraz ubezpiecza ryzyko regulacyjne/dozorowe. Określony jest także termin, do którego musi się rozpocząć budowa jednostki wytwórczej i termin, do którego blok musi zostać uruchomiony⁴. Kontynuacją PTC jest mechanizm ustawy Inflation Reduction Act,

Certyfikaty Zeroemisyjne (Zero Emission Credits) – amerykański system podobny do kolorowych certyfikatów w UE. Zbywalne certyfikaty (credits) otrzymują wszystkie źródła zeroemisyjne, a więc nie tylko OZE, ale także EJ. Cena jest ustalana przez stanowego regulatora energetyki i uwzględnia inne przychody wytwórcy, np. z mechanizmu mocowego. Cena uwzględnia teoretyczną wartość zeroemisyjnej energii na lokalnym rynku, zatem zależy ona od średniej emisyjności lokalnego miksu energetycznego. Jeżeli jest ona wysoka, wtedy wartość certyfikatu również jest wyższa i na odwrót⁵.

LINKI DO ŹRÓDEŁ

1. Istnieje też wersja CPPA (Corporate Power Purchase Agreement), która zasadniczo nie różni się od PPA.
2. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39472>
3. <https://www.world-nuclear-news.org/NP-USA-extends-nuclear-tax-credit-deadline-1202187.html>
4. <https://www.finance.senate.gov/imo/media/doc/Nuclear%20Energy%20Institute.pdf>
5. <https://www.nei.org/CorporateSite/media/filefolder/resources/reports-and-briefs/zero-emission-credits-201804.pdf>

Civil Nuclear Credit (CNC) – wcześniej znany jako Carbon Emissions Avoidance Credits (CEAC) – stosowany w Stanach Zjednoczonych mechanizm, polegający na dopłacie dla wytwórcy energii (dla konkretnej elektrowni) do różnicy między przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym, a kosztami produkcji, jeśli są one wyższe niż przychody. Mechanizm ten ma obowiązywać w USA w latach 2021-2030 i dotyczyć tylko EJ. Ogłaszane są aukcje, na których wytwórcy składają swoje oferty z wycenieniem różnic między uzyskiwanymi przychodami a ponoszonymi kosztami wytwarzania, a następnie przyznawane są dopłaty, zaczynając od ofert „najtańszych”.

Mechanizmy mocowe (np. rynek mocy) – stosowane w UE i USA głównie przy blokach gazowych i węglowych, sporadycznie dla EJ. W tym systemie elektrownia otrzymuje od państwa wynagrodzenie za gotowość do uruchomienia produkcji energii w dowolnym momencie (na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego), czyli w praktyce pokrywane są wszystkie koszty stałe.

Exeltium – model funkcjonujący we Francji. Polega on na utworzeniu przez dużych energochłonnych odbiorców energii spółki obrotu, która zamawia z wyprzedzeniem duży wolumen energii (obejmujący prognozowane zużycie wieloletnie wszystkich udziałowców) u jednego wytwórcy (tu: EDF). Właściciel elektrowni gwarantuje realizację umowy kupna-sprzedaży swoim majątkiem wytwórczym. Płatność realizowana jest z góry w kilku ratach. Udziałowcy Exeltium, poprzez zakup dużej ilości energii i zakontraktowanie dostaw na wiele lat, uzyskują niską cenę, a wytwórca otrzymuje jednorazowy duży przychód finansowy (przedpłatę), który pozwala mu sfinansować budowę nowego bloku energetycznego w oparciu o swój bilans.

Spółdzielnia amerykańska – rodzaj spółdzielni energetycznej stosowanej w USA m.in. dla nowych EJ. Elektrownia jest własnością spółdzielni powołanej przez odbiorców energii. Energia produkowana w elektrowni nie trafia na rynek, ale jest odbierana bezpośrednio przez członków spółdzielni po koszcie jej wytworzenia. Celem takiej spółdzielni co do zasady nie jest generowanie zysku. Spółdzielcy są zobowiązani do pokrywania kosztów produkcji energii oraz do jej odbioru.

Mankala – rodzaj paraspółdzielni energetycznej funkcjonującej w Finlandii, w sektorze energetycznym, w tym w energetyce jądrowej. Podstawą tego modelu jest spółka kapitałowa, której statutowym celem nie jest generowanie zysku, ale produkcja energii elektrycznej i jej sprzedaż właścicielom po koszcie wytworzenia, bez marży zysku. Taka spółka w praktyce działa podobnie jak zwykła spółdzielnia energetyczna, z tą różnicą, że każdy współwłaściciel ma kontrolę nad spółką proporcjonalnie do posiadanego pakietu akcji lub udziałów¹

Energetyka komunalna – bardzo popularny w USA i dawniej w Europie Zachodniej model biznesowy, w którym inwestorem EJ jest samorząd terytorialny (np. miasto, prowincja, względnie stan albo kraj związkowy). Elektrownia jest budowana i eksploatowana głównie w celu pokrycia zapotrzebowania na energię danego samorządu, w tym jego mieszkańców, po kosztach produkcji, a więc bez marży zysku, przynajmniej co do zasady.

Model SaHo. W raporcie zaprezentowany został również Model SaHo² będący nowym polskim modelem biznesowym opracowanym dla energetyki jądrowej, choć możliwym do zastosowania również dla innych dużych projektów infrastrukturalnych, nie tylko w energetyce. Główna idea Modelu SaHo polega na tym, że państwo buduje elektrownię jądrową, a następnie sprzedaje ją odbiorcom końcowym energii elektrycznej (przemysł, transport, handel, pośrednio gospodarstwa domowe). Od tego momentu właściciele elektrowni zyskują prawo i obowiązek odbioru wyprodukowanej energii po koszcie jej wytworzenia, bez marży zysku. Co do zasady energia powinna zostać zużyta na pokrycie potrzeb własnych akcjonariuszy-odbiorców. Jest to inicjowana (i ewentualnie kontrolowana) przez państwo paraspółdzielnia odbiorców końcowych. Spółki obrotu są akceptowalne jako uzupełnienie i w ostateczności.

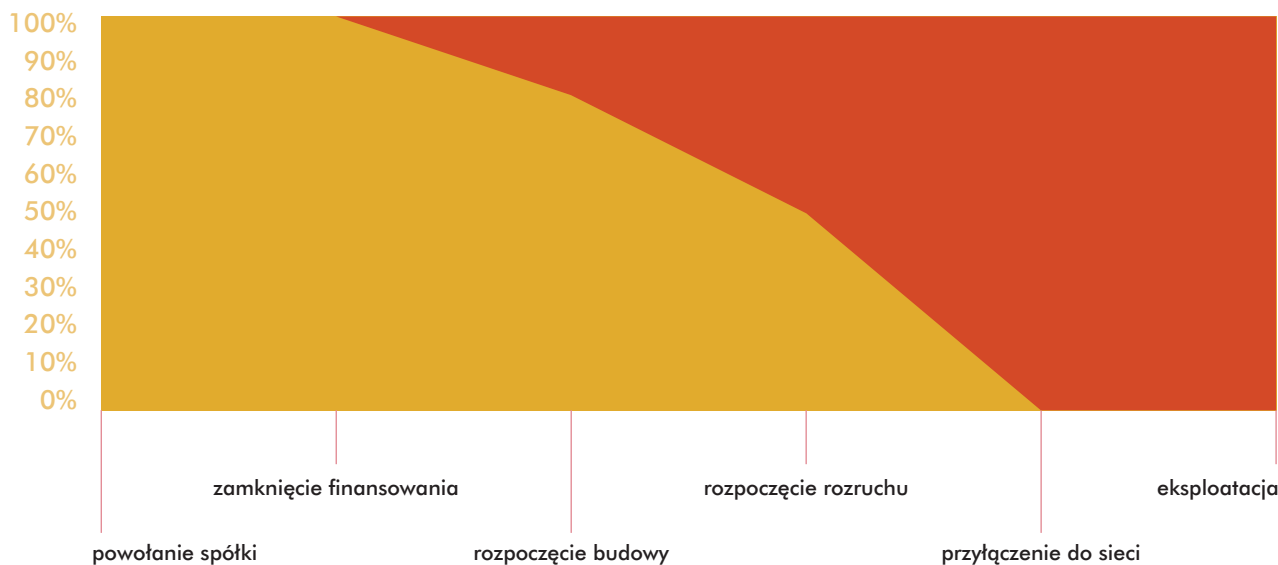
Państwo jako inwestor pierwotny. W modelu tym państwo (np. Skarb Państwa, PFR itp.) powołuje spółkę EJ SaHo, której jest jedynym właścicielem - jest tzw. inwestorem pierwotnym. Na potrzeby prezentowanej koncepcji przyjęto ramy spółki akcyjnej. Jej statutowym celem nie jest generowanie zysku, ale wybudowanie elektrowni jądrowej, a potem produkcja energii i jej sprzedaż akcjonariuszom po kosztach produkcji (podobnie, jak w energetyce przemysłowej, modelu Mankala i innych modelach spółdzielczych). W czasie realizacji projektu inwestycyjnego, najpóźniej w momencie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, państwo sprzedaje akcje spółki EJ SaHo odbiorcom energii, czyli inwestorom końcowym. Cena sprzedaży energii odzwierciedla koszty produkcji. Sprzedaż przez państwo akcji EJ SaHo następuje z wykorzystaniem mechanizmów rynkowych (np. aukcji), na za-

LINKI DO ŹRÓDEŁ

1. Sawicki Ł., Horbaczewska B., Model Mankala w energetyce jądrowej na przykładzie fińskiej spółki TVO, Postępy Techniki Jądrowej nr 1/2019 oraz: Sawicki Ł., Horbaczewska B., Model MANKALA w energetyce jądrowej na przykładzie fińskiej spółki Fennovoima, Postępy Techniki Jądrowej nr 4/2019.
2. Nazwa jest akronimem pochodzącym od nazwisk autorów (Sawicki-Horbaczewska).

sadach niedyskryminacyjnych, choć przy możliwych zdefiniowanych warunkach brzegowych (np. minimalne wolumeny odbieranej energii). Inwestorzy końcowi mają prawo sprzedaży akcji EJ SaHo, a państwo – wykorzystując istniejące regulacje – może zapewnić sobie nadzór nad tymi transakcjami. Inwestorom końcowym zapewnia to elastyczność biznesową, gdyż w dogodnym momencie mogą nabyć taką liczbę akcji, która da im prawo do odbioru potrzebnej ilości energii, a jednocześnie w dowolnym terminie będą mogli te akcje sprzedać. W raporcie zaprezentowanych zostało kilka możliwych wersji funkcjonowania Modelu SaHo. W wersji wyjściowej państwo sprzedaje wszystkie posiadane akcje w jednym terminie, tuż przed przyłączeniem do sieci.

Zmiany struktury właścicielskiej w Modelu SaHo – wersja podstawowa



Odmiany modelu SaHo. Model SaHo został opracowany w kilku wersjach m.in. ze stopniową sprzedażą akcji EJ SaHo w czasie budowy elektrowni. W tej wersji inwestorzy końcowi nabywają prawo odbioru energii w przyszłości, po przyłączeniu do sieci, ale przejmują ryzyko i zyskują wpływ na proces inwestycyjny. Poza tym, im wcześniej akcje EJ SaHo kupią od inwestora pierwotnego, tym niższa będzie ich cena. Wcześniejsza sprzedaż akcji EJ SaHo inwestorom końcowym jest korzystna także dla inwestora pierwotnego, czyli państwa. Pozyskane w ten sposób fundusze mogą być przeznaczone na finansowanie budowy kolejnych bloków jądrowych („recykling pieniądza”) albo wykorzystane na finansowanie innych potrzeb państwa. Natomiast w rozszerzonej wersji Modelu SaHo rozwinięta jest lista potencjalnych inwestorów końcowych o m.in.: samorządy terytorialne, instytucje państwowe i gospodarstwa domowe. Istnieje także możliwość wykorzystania modelu SaHo z inwestorami pośrednimi, a także z udziałem dostawcy technologii.

Rozdział VII - Scenariusze rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

Rozwój energetyki jądrowej w Polsce jako odpowiedź na wyzwania polityki klimatycznej UE. Niewątpliwie polityka klimatyczna UE oraz agresja Rosji na Ukrainę powodująca zaburzenia funkcjonowania na rynku energii stanowią dwa istotne czynniki wpływające na perspektywę transformacji krajowego wytwarzania energii elektrycznej. Polska stoi bowiem przed wyzwaniem znaczącej transformacji miksu wytwórczego energii elektrycznej, gdyż nadal średni poziom emisyjność dla produkcji energii elektrycznej wynosi około 700-750 kg CO₂/MWh, co jest jedną z najwyższych wartości w Unii Europejskiej. Wysoka emisyjność krajowej energetyki przekłada się na wysoką ekspozycję na koszty emisji związane z systemem EU ETS, co w konsekwencji oddziałuje na poziom cen za energię elektryczną u odbiorców końcowych oraz produktów wytworzonych terenie kraju z udziałem energii elektrycznej. Biorąc jednak pod uwagę doświadczenia państw Europy Zachodniej, które są na dalszym etapie transformacji energetycznej można zauważyć, że stosunkowo wysokie poziomy cen energii elektrycznej mają w tych państwach przynajmniej częściowe uzasadnienie i wynikają z konieczności przeprowadzenia wielu jednoczesnych inwestycji energetycznych prowadzących do realizacji celów klimatycznych. Przypuszcza się, że z racji na wykładniczo rosnące potrzeby transformacji również polskiej energetyki, opłaty regulacyjne i sieciowe występujące w polskich rachunkach za energię elektryczną również mogą wzrosnąć w następnych latach. Zatem długoterminowe utrzymanie stosunkowo niskich poziomów cen energii elektrycznej w Polsce będzie istotnym wyzwaniem, a konieczność przeprowadzenia transformacji energetycznej będzie odzwierciedlona przynajmniej częściowo w rachunkach za energię elektryczną.

W ramach przeprowadzonych analiz uwzględniono treść przyjętych dokumentów strategicznych takich jak: Polityka Energetyczna na Polski do 2040 r. (PEP2040), Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021 – 2030 (KPEiK), Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023 – 2032 r., a także zaktualizowano ścieżki mocy zainstalowanej i poziom produkcji energii elektrycznej dla wybranych źródeł zgodnie z bieżącymi danymi rynkowymi.

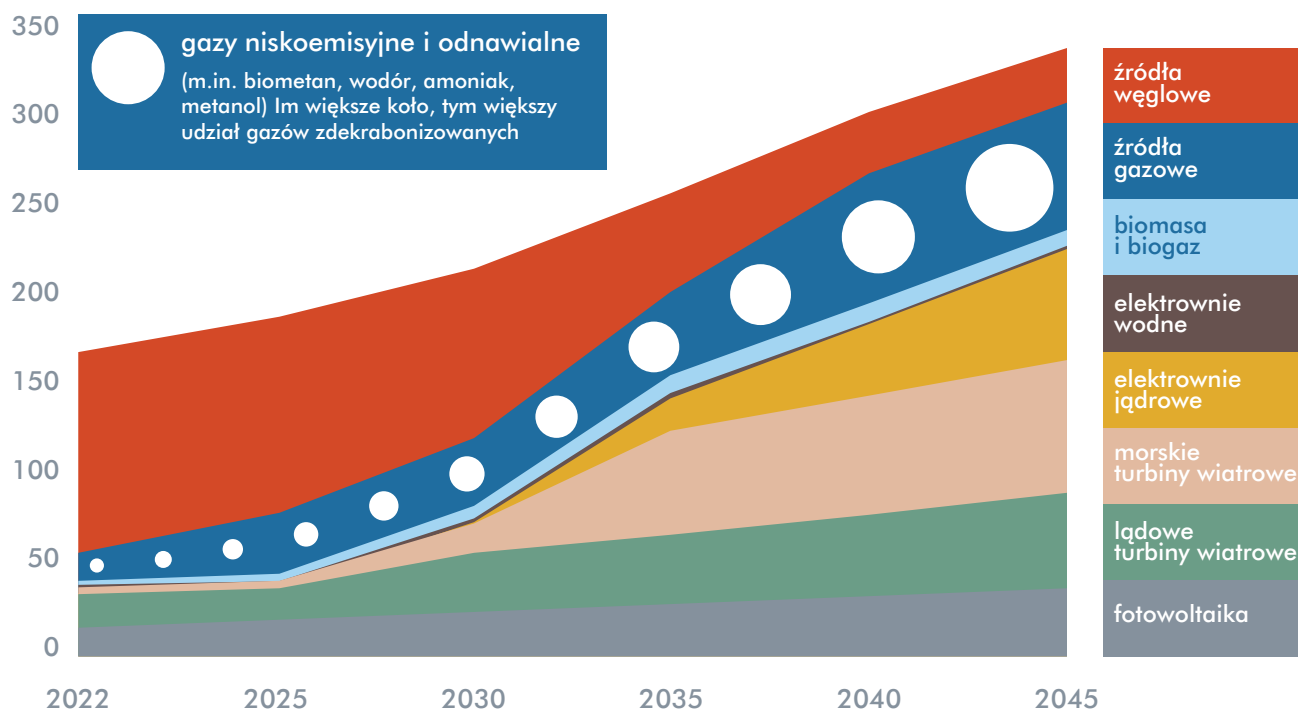
Scenariusze rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Ze względu na powyższe w niniejszym raporcie przedstawione zostały następujące prognozy struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce do 2040 r. z uwzględnieniem roli energetyki jądrowej jako źródła stabilizującego oraz uzupełniającego OZE:

- **Scenariusz zerowy (bez szczegółowego opisanie)** - związany z rezygnacją z rozwoju energetyki jądrowej, bez wybudowanych reaktorów nuklearnych – aktualnie najmniej prawdopodobny i najmniej korzystny,
- **Scenariusz podstawowy (PEP 2040/PPEJ + powolna komercjalizacja SMR)** – zakłada stosunkowo najniższy udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki jak i SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie około 7,65 GW, który będzie wymagać stosunkowo najwolniejszego tempa wyłączenia jednostek gazowych (-0,5 GW) i węglowych (-1,5 GW) z systemu elektroenergetycznego po 2040 r. dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego i bilansowania OZE. Poziom mocy zainstalowanej w źródłach OZE pozostaje bez zmian.

Scenariusz podstawowy (PEP 2040/PPEJ + powolna komercjalizacja SMR)

Wariant podstawowy - MIX 1

Produkcja energii elektrycznej (TWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP 2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

Prognozowane inwestycje w duże bloki jądrowe w latach 2035-2045 r. (scenariusz podstawowy; PEP 2040/PPEJ + wolna komercjalizacja SMR)

ROK	INWESTYCJA	ŁĄCZNA MOC ZAINSTALOWANA	SKUMULOWANA LICZBA REAKTORÓW
2035 r.	2 bloki jądrowe WEC-PEJ każdy o mocy 1,1 GW (2 x 1,1 GW)	2,2 GW	2
2040 r.	1 blok jądrowy WEC-PEJ o mocy 1,1 GW (1 x 1,1 GW) 1 blok jądrowy o mocy 1,1-1,65 GW (1 x 1,1 – 1,65 GW)	4,4 – 4,95 GW	4
2045 r.	2 bloki jądrowe - każdy o mocy 1,1-1,65 GW (2 x 1,1 – 1,65 GW)	6,6 – 8,25 GW	6
SMR			
2035 r.	1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1x300 MW)	300 MW	1
2040 r.	1 „sześciopak” NuScale wybudowany przez KGHM (6x77 MW)	762 MW	2
2045 r.	1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1x300 MW)	1062 MW	3

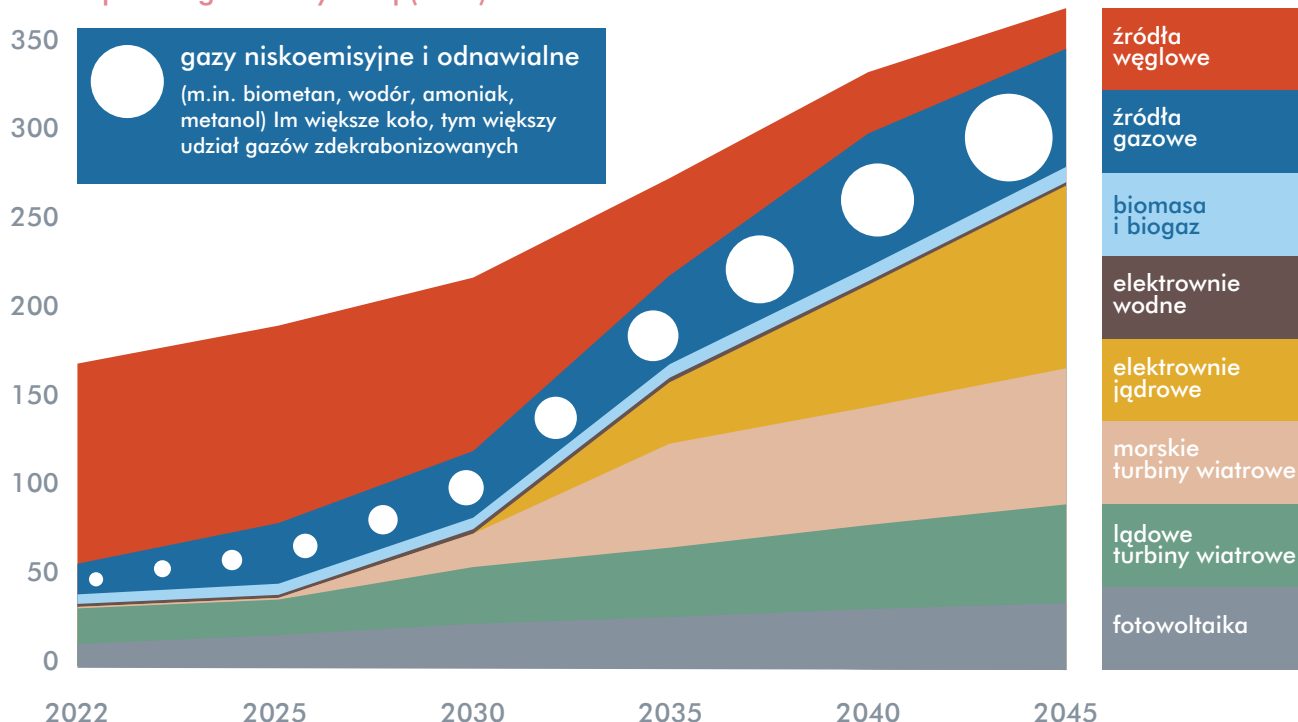
Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP 2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

→ **Scenariusz rozszerzony (PEP 2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR)** - zakłada udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki jak i SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie około 12,75 GW, umożliwi potencjalne dodatkowe wyłączenia mocy wytwórczych w źródłach gazowych (- 2 GW) i węglowych (- 3GW) po 2040 r. Poziom mocy zainstalowanej w źródłach OZE pozostaje bez zmian.
Scenariusz rozszerzony przyjęto jako najbardziej prawdopodobny

Scenariusz rozszerzony (PEP 2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR)

Wariant rozszerzony - MIX 2

Produkcja energii elektrycznej (TWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP 2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

Prognozowane inwestycje w duże bloki jądrowe w latach 2035-2045 r.
(scenariusz rozszerzony; PEP 2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + stopniowa komercjalizacja SMR)

ROK	INWESTYCJA	ŁĄCZNA MOC ZAINSTALOWANA	SKUMULOWANA LICZBA REAKTORÓW
2035 r.	2 bloki jądrowe WEC-PEJ każdy o mocy 1,1 GW (2 x 1,1 GW) 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1x1,35 GW)	3,55 GW	3
2040 r.	1 blok jądrowy WEC-PEJ o mocy 1,1 GW (1 x 1,1 GW) 1 blok jądrowy o mocy 1,1-1,65 GW (1 x 1,1 – 1,65 GW) 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1x1,35 GW)	7,1 – 7,65 GW	6
2045 r.	2 bloki jądrowe - każdy o mocy 1,1-1,65 GW (2 x 1,1 – 1,65 GW) 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1x1,35 GW)	10,65 – 12,3 GW	9
SMR			
2035 r.	1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1x300 MW) 1 „sześciopak” NuScale wybudowany przez KGHM (6x77 MW)	762 MW	2
2040 r.	1 reaktor SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (1x300 MW) 1 „sześciopak” NuScale wybudowany przez KGHM (6x77 MW)	1524 MW	4
2045 r.	2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (2x300 MW)	2124 MW	6

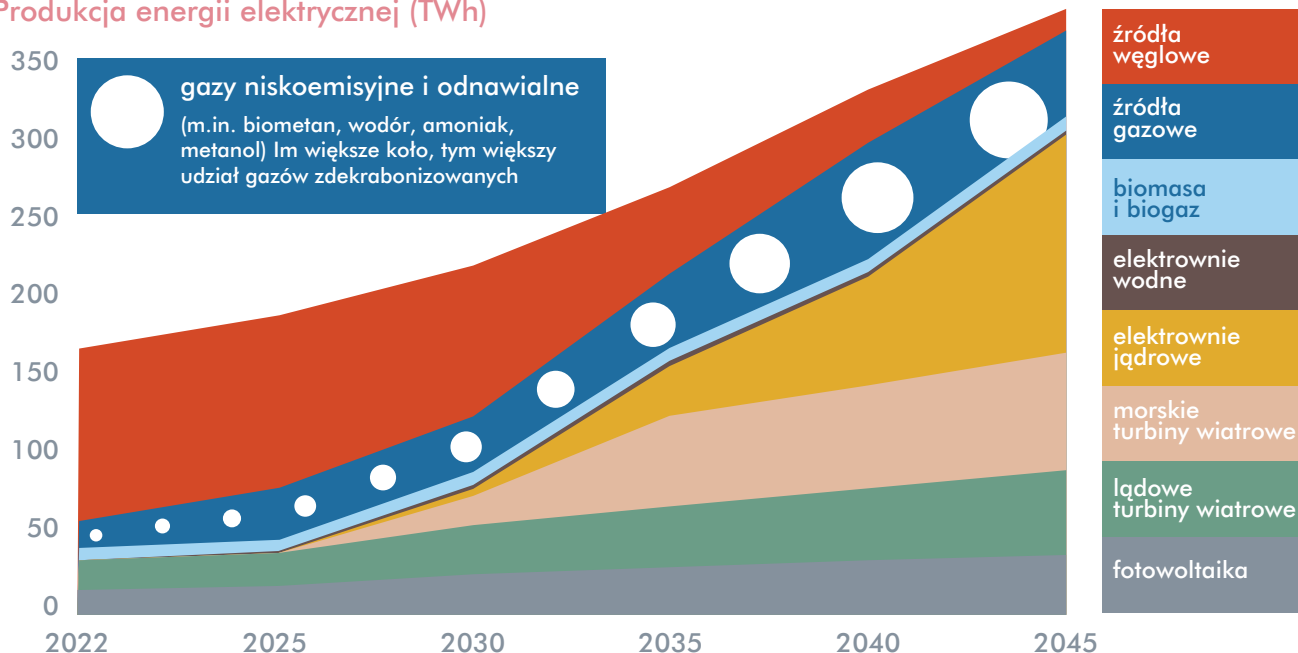
Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP 2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

→ **Scenariusz kompleksowy (PEP 2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacji SMR;)** zakłada stosunkowo najwyższy udział energetyki jądrowej (zarówno duże bloki jak i SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na poziomie około 17,4 GW, umożliwia potencjalne dodatkowe wyłączenia mocy przyłączeniowych w źródłach gazowych (- 4 GW) i węglowych (- 6 GW). Poziom mocy zainstalowanej w źródłach OZE pozostaje bez zmian. Scenariusz zakłada także rozwój w pozostałych elementach łańcucha wartości m.in. w zakresie paliwa jądrowego (budowa własnych zakładów konwersji uranu, jego wzbogacania oraz produkcji paliwa nuklearnego).

Scenariusz kompleksowy (PEP 2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacji SMR)

Wariant kompleksowy - MIX 3

Produkcja energii elektrycznej (TWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP 2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

Prognozowane inwestycje w duże bloki jądrowe w latach 2035-2045 r.
(scenariusz kompleksowy; PEP 2040/PPEJ + inwestorzy prywatni + szybka komercjalizacji SMR)

ROK	INWESTYCJA	ŁĄCZNA MOC ZAINSTALOWANA	SKUMULOWANA LICZBA REAKTORÓW
2035 r.	1 blok jądrowy WEC-PEJ o mocy 1,1 GW (1 x 1,1 GW) 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1 x 1,35 GW)	2,45GW	2
2040 r.	2 bloki jądrowe WEC-PEJ 1,1 GW (2 x 1,1 GW) 1 blok jądrowy ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (1 x 1,35 GW)	6 GW	5
2045 r.	4 bloki jądrowe - każdy o mocy 1,1-1,65 GW (4 x 1,1 – 1,65 GW) 2 bloki jądrowe ZE PAK/PGE o mocy 1,35 GW (2 x 1,35 GW)	13,1 – 15,3 GW	11
SMR			
2030 r.	2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (2x300 MW)	600 MW	2
2035 r.	2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (2x300 MW) 1 „sześciopak” NuScale wybudowany przez KGHM (6x77 MW)	1662 MW	5
2040 r.	2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (2x300 MW) 1 „sześciopak” NuScale wybudowany przez KGHM (6x77 MW)	2724 MW	8
2045 r.	2 reaktory SMR BWRX-300 GE Hitachi wybudowany przez Grupę Orlen (2x300 MW) Kilka reaktorów SMR zbudowanych przez wybranych inwestorów branżowych o mocy około 1 GW (m.in. oferowane przez EDF1)	4324 MW	15+

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PEP 2040, KPEiK, PPEJ, źródła branżowe

Powyższa analiza scenariuszowa pozwala wskazać, że udział energetyki jądrowej (zarówno dużych bloków jak i reaktorów SMR) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej może wynosić odpowiednio 7,6-11,9% w 2035 r., 13,4% - 20,7% w 2040 r. oraz 17,8 - 35,8% w 2045 r. We wszystkich opisywanych scenariuszach energetyka jądrowa stanowi podstawę działania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Rozdział VIII – Budowanie łańcucha dostaw i lokalnej wartości dodanej – wyniki badań

Budowa elektrowni jądrowych w Polsce stanowi olbrzymie wyzwanie zarówno organizacyjne jak i finansowe. Bardzo ważnym aspektem jest zaangażowanie polskich przedsiębiorstw oraz instytucji badawczo-rozwojowych w realizację inwestycji, aby znacząca część poniesionych nakładów inwestycyjnych została w kraju. Podczas konferencji „Energetyka jądrowa – rozwiązania dla Polski”, która odbyła się na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego we wrześniu 2022 roku dostawcy technologii starający się o kontrakt na budowę elektrowni deklarowali potencjalny udział polskich podmiotów w projekcie na poziomie od 40 do nawet 70%¹. Jednak aby ww. szacunki mogły się zrealizować niezbędna jest duża mobilizacja wszystkich interesariuszy, w tym polskich przedsiębiorstw oraz instytucji państwowych. Kluczem do sukcesu jest nie tylko sprawna komunikacja pomiędzy wszystkimi podmiotami zainteresowanymi realizacją inwestycji, ale również szybkie tempo działania, przejrzyste wytyczne dla przedsiębiorstw chcących brać czynny udział w projekcie oraz odpowiednie zarządzanie ryzykiem projektowym po stronie instytucji państwowych, w tym głównego inwestora / podmiotu zamawiającego.

Celem jest po pierwsze zmniejszenie barier wejścia na rynek przedsiębiorstw, które nie mają jeszcze doświadczenia w działalności w energetyce jądrowej, po drugie zamieszczenie w umowach z generalnym wykonawcą skutecznych zapisów o minimalnych progach wartościowych lub procentowych wykorzystania urządzeń i usług wyprodukowanych w Polsce w poszczególnych obszarach inwestycji.

Kwalifikacja przedsiębiorstw przez dostawców technologii

Zaczynając od przedsiębiorstw, bardzo ważne jest, aby wykazywały one inicjatywę w kontakcie z dostawcami technologii, dbając o pokazywanie swoich kompetencji. Jak największa liczba przedsiębiorstw posiadających potencjał technologiczny do budowania energetyki jądrowej w Polsce powinna w aktywny sposób zabiegać o wejście w łańcuch dostaw głównych dostawców technologii. Kwalifikacja przedsiębiorstwa jako potencjalnego poddostawcy, w tym spełnienie wymogów organizacyjnych, technicznych i certyfikacyjnych, jest pierwszym krokiem w stronę znalezienia się w wąskim gronie firm zaakceptowanych jako potencjalny dostawca technologii lub usług oraz uczestnictwa w polskim programie jądrowym. W tym miejscu trzeba zaznaczyć, że nie wszystkie firmy muszą spełniać bardzo restrykcyjne wymagania norm dedykowanych energetyce jądrowej – zależy to od charakteru i przedmiotu prowadzonej działalności oraz miejsca zastosowania produktu lub usługi w elektrowni jądrowej. Kluczowa jest zatem komunikacja pomiędzy zainteresowanym przedsiębiorstwem a głównym dostawcą technologii, w tym przejście procesu kwalifikacyjnego, w którym określone zostaną szczegółowe wymagania technologiczne oraz pozostałe wytyczne, które musi spełnić konkretne przedsiębiorstwo.

Zgodnie z pozyskanymi informacjami w zrealizowanym badaniu przedsiębiorstw oraz dostawców technologii proces kwalifikacji przedsiębiorstw chcących brać udział w projekcie budowy elektrowni jądrowych można podzielić na 5 etapów (rysunek poniżej).

Proces kwalifikacji przedsiębiorstw przez dostawców technologii w energetyce jądrowej



Spośród 17 przedsiębiorstw, które brały udział w badaniu ankietowym tylko 4 firmy posiadały certyfikaty i akredytacje upoważniające do udziału w projektach jądrowych, 12 firm nie posiadało takich poświadczeń, a 1 nie udzieliła odpowiedzi. Uzyskane certyfikaty udzielone były w 2 przypadkach przez niezależne podmioty i organizacje, w 1 przypadku przez rządy i ich agencje oraz operatorów elektrowni, a tylko w 1 przypadku przez producentów reaktorów i dostawców technologii jądrowych. Dodatkowo, jedynie 4 firmy aplikują aktualnie o udział w ramach prowadzonych lub proponowanych inwestycji jądrowych za granicą. Dane te nie są reprezentatywne, ale pokazują skalę wyzwania (potencjalnie czasochłonnego i w niektórych przypadkach kapitałochłonnego) związanego z procesem kwalifikacji polskich przedsiębiorstw przez dostawców technologii i generalnych wykonawców podczas doboru partnerów przy polskim programie jądrowym.

W odpowiedzi na pytanie o dotychczasową współpracę przy projektach jądrowych ponownie tylko 4 podmioty wykazały takie doświadczenie: w pierwszym przypadku współpracę z EDF, GE Hitachi, ČEZ, w drugim przypadku współpracę z EDF, w trzecim przypadku współpracę z GE Hitachi oraz w czwartym przypadku z Westinghouse Nuclear. Udział wskazanych podmiotów w projektach jądrowych odbywał się w zakresie dostaw zaworów regulacyjnych, produkcji konstrukcji stalowych, budowy instalacji pomocniczych elektrowni, demontażu wyłączanego bloku i zabezpieczeniu pozostałości po reaktorze w Finlandii i Niemczech, a także wykonania termomodernizacji pasów betonowych w elektrowni w Czarnobylu. Przychody badanych firm pozyskane z realizacji dotychczasowych projektów jądrowych nie stanowią dużego udziału w ich działalności. Ankietowani wskazali, że w latach 2015-2021 przychody wynikające z udziału w projektach jądrowych w przychodach ogółem stanowią: w przypadku dwóch podmiotów nie więcej niż 1%, w przypadku jednego podmiotu do 3%, a wyłącznie jednej firmy ok. 10%.

Polskie podmioty widzą dla siebie szansę w polskim projekcie jądrowym, bo aktywnie poszukują relacji biznesowych z globalnymi liderami technologicznymi. Na pytanie o obecny kontakt, posiadane memoranda o współpracy, udział w szkoleniach lub inną realną (i deklarowaną) współpracę z dostawcami technologii aż 12 podmiotów (70% próby badawczej) wskazało takie działania. Najwięcej wskazań otrzymał EDF (10), następnie Westinghouse (9), Bechtel (8), KHNP (7), GE Hitachi (5). Również podczas wywiadów pogłębionych respondenci informowali o dużym poruszeniu na rynku i zainteresowaniu udziałem w krajowym programie jądrowym.

Wymagania techniczne i organizacyjne

Wymagania techniczne i organizacyjne wobec przedsiębiorstw są jednym z najważniejszych zagadnień analizując możliwość włączenia polskich przedsiębiorstw w proces budowy elektrowni jądrowych. Wymagania wobec firm zależne są przede wszystkim od 2 czynników: charakteru działalności – działalność usługowa czy produkcyjna oraz przedmiotu działalności. Różnica w skali wyzwań związana z przedmiotem działalności jest najlepiej widoczna patrząc na obszar elektrowni, w której produkt lub usługa ma być wykorzystywana.

Najprostszy oraz najbardziej powszechny podział obiektów infrastrukturalnych w elektrowni jądrowej prezentuje się następująco:

- Wyspa jądrowa (reaktorowa),
- Wyspa konwencjonalna (turbinowa),
- Wyprowadzenie mocy,
- Pozostałe części infrastruktury elektrowni (ang. Balance of Plant),
- Budynki cywilne i otoczenie elektrowni.

Najbardziej restrykcyjne wymagania formułowane są wobec podmiotów, które chcą uczestniczyć w budowie wyspy jądrowej (reaktorowej). W tym obszarze bez względu na to czy podmiot świadczy usługi czy dostarcza produkty i technologie niezbędne jest posiadanie norm dedykowanych energetyce jądrowej. Ogólnymi normami wskazywanymi powszechnie przez uczestników rynku jest np. ISO 19443 czy ASME NQA-1. Wyzwaniem dla polskich przedsiębiorstw może być również spełnienie wymagających testów sejsmicznych, które w większości branż nie są wymagane w Polsce ze względu na małą aktywność sejsmiczną w tym obszarze geograficznym. W zrealizowanych wywiadach naukowych respondenci zwracali uwagę na niedobór odpowiednich laboratoriów badań sejsmicznych w Polsce, szczególnie w odniesieniu do testowania produktów i urządzeń o dużych gabarytach. W niektórych przypadkach nie ma jednak wymogów realizacji testów z wykorzystaniem wstrząsarek, a jedynie testów obliczeniowych – w takiej sytuacji bariera jest niższa i nie powinno być problemu z wykonaniem tych działań w Polsce. Przedsiębiorstwa, które będą musiały testować i certyfikować swoje produkty za granicą niewątpliwie mogą stanąć przed koniecznością poniesienia znaczących kosztów finansowych. Barierą jest także wymóg posiadania doświadczenia w realizacji

projektów z zakresu energetyki jądrowej, szczególnie w przypadku dostarczania istotnych elementów wyposażenia bądź pracy w budynku reaktora. Powyższe czynniki sprawiają, że panuje duża ostrożność w kontekście udziału polskich przedsiębiorstw w budowie wysp reaktorowych.

W przypadku pozostałych obszarów elektrowni wymagania techniczne nie są tak restrykcyjne. Jak wcześniej wspomniano bardzo istotnym aspektem budowy elektrowni jądrowej jest potrzeba prowadzenia szczegółowej dokumentacji i nadzoru każdego etapu procesu produkcji. Wdrożenie bardziej wymagających niż w przypadku energetyki konwencjonalnej systemów zarządzania jakością powinno być możliwe dla większości polskich przedsiębiorstw, a oferowany produkt czy usługa nie powinny bardzo się różnić od tych dedykowanych energetyce konwencjonalnej. Zmiana procesów produkcyjnych oraz ich dostosowanie do norm wymaganych w energetyce jądrowej może być jednak kosztochłonna i czasochłonna. W przypadku niektórych podmiotów produkcyjnych zmiany (np. infrastrukturalne) mogą kosztować miliony złotych, a brak pewności uczestnictwa w projekcie pomimo poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych może odstraszać wiele podmiotów. W odniesieniu do tych obaw istotną będzie rola instytucji państwowych, zarówno w kwestii organizacji preferencyjnego finansowania dla przedsiębiorstw chcących wdrożyć nowe systemy jakości dla celów programu jądrowego, jak również zabezpieczenia dużej roli polskich przedsiębiorstw w projekcie podczas negocjacji z generalnym wykonawcą.

Różnice pomiędzy produktami dla energetyki konwencjonalnej oraz energetyki jądrowej, a także wyzwania związane z normami jakości i obszerną dokumentacją dobrze obrazuje wypowiedź przedstawiciela firmy produkcyjnej uczestniczącego w zrealizowanych wywiadach pogłębionych:

Produkty firmy przeznaczone do projektów nuklearnych są praktycznie identyczne z tymi produkowanymi dla energetyki konwencjonalnej. Jedyne różnice polegają na wysokiej jakości zarówno surowca, jak i końcowego produktu, uwzględniające jak najwyższe tolerancje, najmniejsze odchyłki. Wiąże się to ze zwiększeniem kosztów produkcji i bardziej restrykcyjną selekcją surowców i co za tym idzie większą ilością kontroli i przeprowadzonych badań. Szczególną uwagę w takich komponentach należy przykładać do zmian gabarytów i właściwości surowców podczas obróbki. Ponadto każdy etap w takim projekcie musi być skrupulatnie dokumentowany, aby w przypadku niezgodności można je było zweryfikować na podstawie dokumentacji. Sam projekt musi być pozbawiony wad, a każda zmiana w projekcie musi być oficjalnie zgłoszona i zatwierdzona przez szereg projektantów.

Przedsiębiorstwa, które wzięły udział w badaniu ankietowym są świadome wyzwań związanych z wdrażaniem nowych systemów zarządzania jakością oraz potrzeb kapitałowych związanych z usprawnieniami procesu produkcji. 8 firm zadeklarowało konieczność poniesienia nakładów inwestycyjnych, aby wziąć udział w polskim programie jądrowym, 6 podmiotów nie przeprowadziło jeszcze analizy w tym obszarze, a 3 firmy oświadczyły, że nie mają potrzeby ponoszenia dodatkowych kosztów. 5 podmiotów wskazało na orientacyjne potrzebne nakłady inwestycyjne od 100 do 500 tysięcy złotych, 1 podmiot ok. 20 tysięcy złotych, a 2 podmioty nie sprecyzowało konkretnej kwoty - w zależności od zapotrzebowania.

Kadry w energetyce jądrowej oraz energetyce konwencjonalnej

Sytuacja kadrowa w zakresie specjalizacji jądrowych w Polsce jest dość skomplikowana. Ze względu na niewielkie perspektywy pracy w obszarze technologii jądrowych w Polsce zainteresowanie karierą w powiązanych specjalizacjach było w ostatnich latach bardzo małe. Niemniej, wraz z diskutowanymi projektami budowy elektrowni jądrowych w Polsce na przestrzeni dekad zainteresowanie energetyką jądrową w pewnych okresach rosło, co przekładało się na przyrost liczby specjalistów posiadających wiedzę i wykształcenie w różnych obszarach technologii jądrowych, aby następnie gwałtownie maleć po kolejnych decyzjach o porzuceniu planów rozwoju energetyki jądrowej. Przez ponad 3 dekady (1989-2022) kadry wykształcone w latach 1960-90, które zdecydowały pozostać się w kraju rozwijały powiązane dziedziny nauki na uczelniach oraz w instytucjach badawczych, pomimo niewielkiego zainteresowania dedykowanymi kierunkami studiów oraz ograniczonego finansowania badań. Obecnie spośród wysoko wykształconych kadr w poprzednim ustroju większość jest już w wieku emerytalnym, a te kończące studia w latach 80 osiągną wiek emerytalny w najbliższych kilku latach. Liczebność młodszych kadr, kształconych od 1989 r. do dnia dzisiejszego jest niestety niewielka, a małe zainteresowanie studiami wynikało z niewielkich możliwości pracy w kraju. Trzeba zaznaczyć, że studia o specjalizacji związanej z energetyką jądrową są prowadzone na wysokim poziomie, a znacząca część absolwentów wyjeżdża do pracy za granicę.

Podsumowując sytuację kadr wyspecjalizowanych w dziedzinach z obszaru technologii jądrowych należy stwierdzić, że wciąż istnieją krajowe kompetencje w tym obszarze, ale brakuje ciągłości w zastępowalności kadr oraz transferu całej wiedzy. Część kompetencji niestety już teraz trzeba odtworzyć od nowa. Dotyczy to przede wszystkim instytucji naukowych oraz badawczo-rozwojowych, które nie posiadają ani odpowiednich środków finansowych na prowadzenie zaawansowanych i innowacyjnych badań, ani zatrudnianie młodych specjalistów. Jest to oczywiście bezpośrednim skutkiem braku realizacji programów jądrowych w ostatnich dekadach.

Z pozytywnych informacji należy wskazać wysoki poziom krajowych kompetencji m.in. w zakresie wytwarzania radioizotopów dla medycyny (radiofarmaceutyków). Oczywiście wytwarzanie izotopów promieniotwórczych ma miejsce w reaktorze MARIA¹, ale kompetencje w tym obszarze posiada jeszcze kilka ośrodków naukowo-badawczych w kraju. Z informacji otrzymanych podczas przeprowadzonych wywiadów pogłębionych z ekspertami branżowymi wynika, że temat radiofarmaceutyków jest bardzo istotny na poziomie unijnym, co powoduje, że w programach unijnych dostępne będą duże środki finansowe dla tego rodzaju specjalizacji. Duże zainteresowanie tematem przejawiane jest przede wszystkim w Belgii oraz Holandii.

Szkolenia i spotkania informacyjne dla przedsiębiorstw – oczekiwane wsparcie merytoryczne i organizacyjne

Ze względu na niewielkie krajowe doświadczenie w budowie i eksploatacji elektrowni jądrowych, inwestycja budowy wielu reaktorów w stosunkowo krótkim okresie czasu wymaga bardzo szczegółowego planu, sprawnego włączania polskich przedsiębiorstw do łańcuchów dostaw energetyki jądrowej. Wyniki przeprowadzonych badań pokazują ogólne potrzeby wsparcia merytorycznego i organizacyjnego zgłaszane przez przedsiębiorstwa oraz jednostki badawczo-rozwojowe w obecnym etapie planowania inwestycji.

- Harmonogram postępowania dla przedsiębiorstw.
- Katalog wymagań technicznych i certyfikacyjnych. Cytat z przeprowadzonego wywiadu z przedstawicielem przemysłu:
- Rzecz, którą można by poprawić podczas takich spotkań to forma materiałów szkoleniowych, bowiem oprócz komplementarnego zestawu wiedzy, powinny one zawierać broszury dla potencjalnych firm, które w miarę przejrzysty i uproszczony sposób będą prezentować podział inwestycji na elementy o różnym poziomie wymagań i informowałyby jakie byłyby to wymagania.
- Pogłębione szkolenia merytoryczne w podziale na poszczególne branże i produkty.
- Stworzenie oficjalnych instrukcji i wskazówek dotyczących procedury aplikowania do dostawców technologii.
- Szkolenia i spotkania informacyjne o możliwych źródłach finansowania.
- Stworzenie jednego, merytorycznego centrum kontaktu dla przedsiębiorstw i instytucji badawczych.

Zarządzanie local contentem podczas budowy elektrowni jądrowych w Polsce – wnioski

Analizując zagadnienie włączania krajowych przedsiębiorstw w proces budowy energetyki jądrowej w Polsce trzeba stwierdzić, że krajowy potencjał w zakresie budowy samych elektrowni jest duży, jednak istnieją równie istotne bariery z zakresu kompetencji jądrowych we wszystkich obszarach łańcucha wartości (projektowanie, budowa, eksploatacja, likwidacja elektrowni) wynikające z braku realizacji programów jądrowych i niskiego priorytetu badań z obszaru technologii jądrowych w ostatnich kilku dekadach. Wraz z coraz intensywniejszą debatą publiczną o polskim programie jądrowym oraz realizacją studiów i badań rynkowych uwidaczniają się główne elementy zarządzania tzw. local contentem. Bazując na zrealizowanych badaniach wyróżnić można następujące obszary:

1. Zarządzanie procesem kwalifikacji przedsiębiorstw przez dostawców technologii oraz włączanie polskich podmiotów w łańcuchy dostaw kluczowych liderów technologicznych.
2. Zarządzanie procesem wdrażania nowych systemów zarządzania jakością, dostosowywania infrastruktury i zakupu urządzeń, uzyskiwania certyfikatów oraz akredytacji z zakresu energetyki jądrowej szczególnie przez przedsiębiorstwa, które nie miały do tej pory żadnego doświadczenia w pracy przy inwestycjach jądrowych. Wdrażanie mechanizmów ograniczania ryzyka inwestycyjnego dla podmiotów gospodarczych, które nawet po spełnieniu wymogów technicznych i organizacyjnych mogą nie zostać wybrane jako poddostawcy usług i produktów dla projektu.

LINK DO ŹRÓDŁA

1. <https://www.ncbj.gov.pl/wykorzystanie/wytwarzanie-izotopow-promieniotworczych>

3. Zarządzanie i centralne koordynowanie kontaktów biznesowych pomiędzy wszystkimi interesariuszami (w tym instytucjami państwowymi, dostawcami technologii oraz przedsiębiorstwami i instytucjami badawczo-rozwojowymi). Minimalizacja chaosu informacyjnego oraz dużej liczby sprzecznych informacji medialnych, a także barier związanych z zaangażowaniem w program wielu podmiotów z różnych krajów, posługujących się innym systemem miar czy różnymi normami jakościowymi.
4. Organizacja szkoleń i spotkań informacyjnych, a także kampanii medialnych, mających na celu zachęcenie jak największej liczby firm do przeprowadzenia audytu przedsiębiorstwa i identyfikacji indywidualnych możliwości uczestnictwa w programie jądrowym. Stworzenie prostych i przejrzystych katalogów wymagań technicznych i certyfikacyjnych dla produktów i usług we wszystkich obszarach budowy elektrowni jądrowej, tak aby umożliwiły każdemu zainteresowanemu podmiotowi jak najwcześniejsze poznanie skali wyzwań, niezbędnego czasu i nakładów finansowych potrzebnych na przygotowanie się do udziału w przedsięwzięciu. Szczególnie istotne będzie to na wczesnym etapie, w którym umowy z generalnym wykonawcą nie zostały jeszcze oficjalnie podpisane i brakuje szczegółowych informacji o wymaganiach technicznych i certyfikacyjnych dla poszczególnych produktów i usług.
5. Dostosowanie programów i warunków kształcenia młodych kadr do zapotrzebowania zgłaszanego zarówno przez rynek energetyki jądrowej jak i konwencjonalnej. Promocja i nadanie wyższego priorytetu kierunkom technicznym w szkołach wyższych, w tym z zakresu energetyki jądrowej, fizyki jądrowej, chemii jądrowej, radioizotopów i innych dziedzin jądrowych, a także programów kształcenia szkół średnich technicznych, w celu znacznego zwiększenia liczby absolwentów kierunków technicznych, w tym na potrzeby przemysłu ogółem – np. spawaczy i mechaników. Nawiązanie współpracy z wiodącymi ośrodkami naukowymi na świecie specjalizującymi się w technologiach jądrowych, w tym w zakresie uruchomienia nowych kierunków kształcenia kadr, zapewniającego możliwość wymiany zagranicznej oraz odbycie praktyk w zagranicznych elektrowniach jądrowych i laboratoriach badawczych.
6. Zadbanie o zastępowalność kadrową w instytutach badawczych i jednostkach badawczo-rozwojowych posiadających kompetencje w dziedzinie technologii jądrowych. Zapewnienie odpowiedniego poziomu finansowania badań oraz warunków do odbudowy większych zespołów badawczych, w tym włączania młodych kadr do pracy w instytutach, aby zapobiec utracie kompetencji wynikających ze zmian pokoleniowych. Wykorzystanie istniejącego potencjału w poszczególnych specjalizacjach jądrowych, w tym skonsolidowanie krajowych kompetencji z zakresu radiofarmaceutyków i wykorzystanie szans wynikających z nowych programów unijnych skierowanych dla tej specjalizacji.
7. Zadbanie o zawarcie odpowiednich zapisów w umowach z dostawcami technologii oraz generalnymi wykonawcami budowy elektrowni jądrowych w Polsce i realizacja innych działań, które zabezpieczą minimalny udział wykorzystania urządzeń i usług wyprodukowanych w Polsce w poszczególnych obszarach inwestycji. Realizacja działań mających na celu wyrównanie szans na udział w projekcie polskich podmiotów, które dopiero wchodzi na rynek energetyki jądrowej i muszą konkurować z podmiotami zagranicznymi, które na tych rynkach funkcjonują od lat i są znacznie silniejsze kapitałowo lub pochodzą z państw, w których koszty pracy oraz koszty materiałów i energii są znacznie niższe niż w Polsce.

Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego



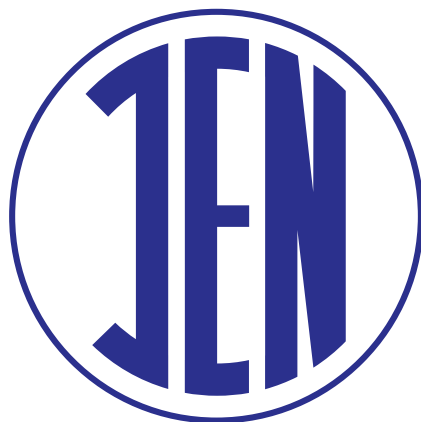
Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego powstał w 1972 r.

Jest najstarszą i wiodącą w Europie Środkowo-Wschodniej jednostką kształcąca w zakresie Zarządzania. Wysoki poziom kształcenia, badań naukowych oraz umiędzynarodowienie Wydziału znajdują odzwierciedlenie w rankingach i ocenach Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego oraz niezależnych instytucji, działających na rzecz doskonalenia jakości kształcenia.

Od wielu lat Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego wyróżniany jest w międzynarodowym rankingu uczelni wyższych Eduniversal, którego kryteriami są między innymi: umiędzynarodowienie studiów, posiadane akredytacje, członkostwo w międzynarodowych stowarzyszeniach naukowych, aktywność pracowników na polu naukowo-badawczym oraz wyniki głosowania rektorów i dziekanów tysiąca szkół biznesu z całego świata. Wydział Zarządzania posiada 5 na 5 tzw. palmes of excellence, przyznawanych najlepszym uczelniom i wydziałom biznesowym. Jest to najwyższa kategoria, w której znajdują się najlepsze uczelnie biznesowe na świecie, mające globalny zasięg działania. Od 2022 roku możemy się poszczycić zdobyciem tzw. „trzech koron” akredytacyjnych (AMBA, EQUIS, AACSB).

Od 2019 r. na Wydziale funkcjonuje, Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami klimatu, a jego celem jest prowadzenie badań naukowych, analiz rynkowych oraz studiów wykonalności z dziedziny różnych obszarów energetyki, mobilności miejskiej i współdzielonej oraz transportu niskoemisyjnego, jak również ocena skutków przemian środowiskowych i klimatycznych jakie towarzyszą ww. procesom.

Instytut Energetyki



Instytut Energetyki – Instytut Badawczy (IEEn) jest jednym z największych w Polsce instytutów prowadzących badania w zakresie technologii energetycznych. Instytut jest nowoczesnym centrum badawczo-wdrożeniowym podległym Ministerstwu Klimatu i Środowiska.

Działalność Instytutu obejmuje szeroki obszar badań energetycznych: od prac eksperckich na potrzeby sektora elektroenergetycznego, po najbardziej zaawansowane przyszłościowe technologie generacji energii, jak ogniwa paliwowe, czyste technologie węglowe i odnawialne źródła energii. Atutem Instytutu jest doświadczona kadra naukowa i inżynierijno-techniczna oraz nowoczesna, często unikalna baza laboratoryjna. Instytut jest członkiem Komitetu Wykonawczego European Energy Research Alliance EERA i uczestniczy w realizacji licznych międzynarodowych projektów badawczych Unii Europejskiej.

Misją Instytutu Energetyki jest rozwój innowacyjnych technologii prowadzących do stworzenia zrównoważonego i bezpiecznego systemu energetycznego. Instytut Energetyki swoimi działaniami badawczo-wdrożeniowymi, eksperckimi i doradczymi wspiera zrównoważone formy generacji i konsumpcji energii, oszczędność i efektywność energetyczną, czyste metody wykorzystania paliw kopalnych i włączanie odnawialnych źródeł energii do systemów energetycznych.

Instytut rozpoczął prace w obszarze energetyki jądrowej w latach 80. XX w. Obecnie obszarem prac Instytutu w tematyce energetyki jądrowej jest wyprowadzenie mocy i wykorzystanie obiegów siłowni jądrowych jako źródła ciepła lub pary dla procesów wytwarzania wodoru w wysokotemperaturowych elektrolizerach oraz obiegach termochemicznych.

Wybrane opracowania w obszarze EJ:

- Boiski M., Chemicz S., Dryll M., Hercog J., Kupecki J., Motylinski K., Świątkowski B., Opracowanie podziału instalacji współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz sposobu ich separacji, a także określenie narzędzi do obliczeń statycznych i dynamicznych modelu (2021)
- Milewski J., et al., Hydrogen Production in Solid Oxide Electrolyzers coupled with Nuclear Reactors. *Int J Hydrogen Energy* 2021;46(72):35765-76
- Bocian P., Boski M., Futyma K., Glot B., Hercog J., Kupecki J., Motylinski K., Świątkowski B., Projekt koncepcyjny instalacji badawczo-demonstracyjnej obiegu wtórnego o charakterze przemysłowym współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz określenie możliwych sposobów wykorzystania energii cieplnej HTGR w układzie odbiorczym (2021)

Zakończone projekty (2021 r.):

- Projekt koncepcyjny instalacji badawczo-demonstracyjnej obiegu wtórnego o charakterze przemysłowym współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz określenie możliwych sposobów wykorzystania energii cieplnej HTGR w układzie odbiorczym (w ramach projektu Gospostrateg goHTR)
- Opracowanie podziału instalacji współpracującej z obiegiem reaktora HTGR oraz sposobu ich separacji, a także określenie narzędzi do obliczeń statycznych i dynamicznych modelu (w ramach projektu Gospostrateg goHTR)
- Analiza porównawcza układów energetycznych dedykowanych do niskoemisyjnej i wielkoskalowej produkcji wodoru (we współpracy z Politechniką Warszawską)



Klub Energetyczny to przestrzeń do dyskusji o najważniejszych zagadnieniach szeroko pojętego sektora energetycznego ujęta w trzech wymiarach: administracyjno-politycznym, biznesowym i naukowym.

Formuła spotkań to ekskluzywne seminaria eksperckie off the record z udziałem najważniejszych ministrów w rządzie odpowiedzialnych za energetykę, prezesów firm energetycznych oraz przedstawicieli najważniejszych energetycznych think tanków.

Posiedzenia Klubu odbywają się od września 2020 roku.

Dyskusje mają charakter spotkań fizycznych, dzięki czemu można bez skrępowania rozmawiać o najważniejszych problemach i wyzwaniach. Sesje trwające ok. 2 godzin odbywają się raz w miesiącu w formule zamkniętej. Na kilka dni przed posiedzeniem Klubu Energetycznego jego członkowie otrzymują merytoryczny brief na temat który będzie poruszany podczas zbliżającego się spotkania.

Po spotkaniu przygotowywane jest podsumowanie zgodnie z zasadą Chatham House, gdzie przedstawiane są tezy, które padły podczas dyskusji bez cytowania konkretnych osób. Podsumowanie otrzymują tylko członkowie Klubu.

Klub tworzy grono ok. 40 osób zaangażowanych w transformację energetyczną.

Założycielem Klubu jest Michał Niewiadomski.