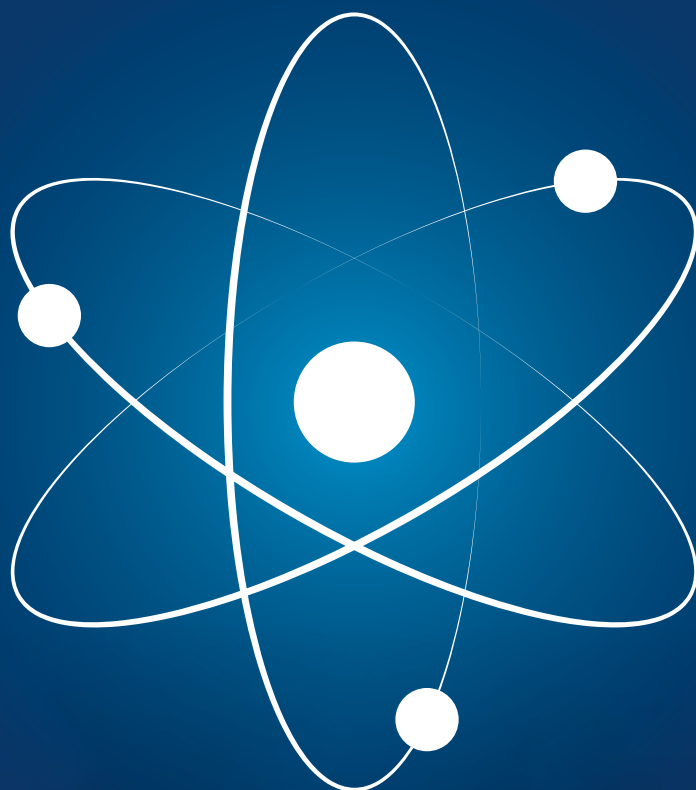


COAL-TO-NUCLEAR DLA POLSKI KRAJOWY POTENCJAŁ

RAPORT



ANGELIKA GIERAŚ
URSZULA KUCZYŃSKA
RAFAŁ LIBERA
ANNA PRZYSZESZEWSKA

WSPÓŁPRACA: HANNA UHL



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

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

COAL-TO-NUCLEAR DLA POLSKI
KRAJOWY POTENCJAŁ

ANGELIKA GIERAŚ
URSZULA KUCZYŃSKA
RAFAŁ LIBERA
ANNA PRZYBYSZEWSKA
WSPÓŁPRACA: HANNA UHL

©Copyright by Instytut Sobieskiego 2025
ISBN 978-83-68374-05-6

Projekt i produkcja: Piotr Perzyna

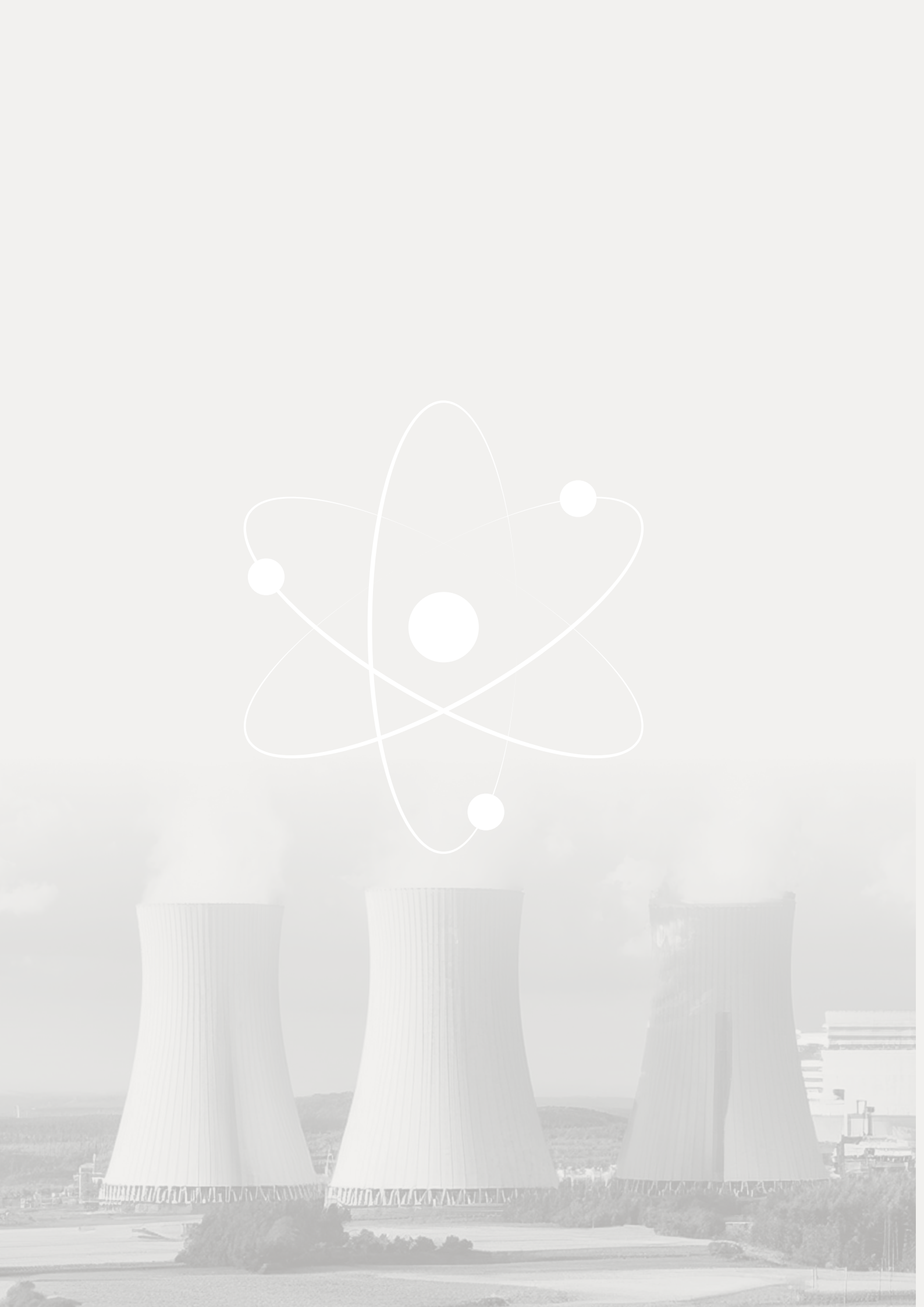


COAL-TO-NUCLEAR DLA POLSKI **KRAJOWY POTENCJAŁ**

RAPORT

ANGELIKA GIERAŚ
URSZULA KUCZYŃSKA
RAFAŁ LIBERA
ANNA PRZYBYSZEWSKA

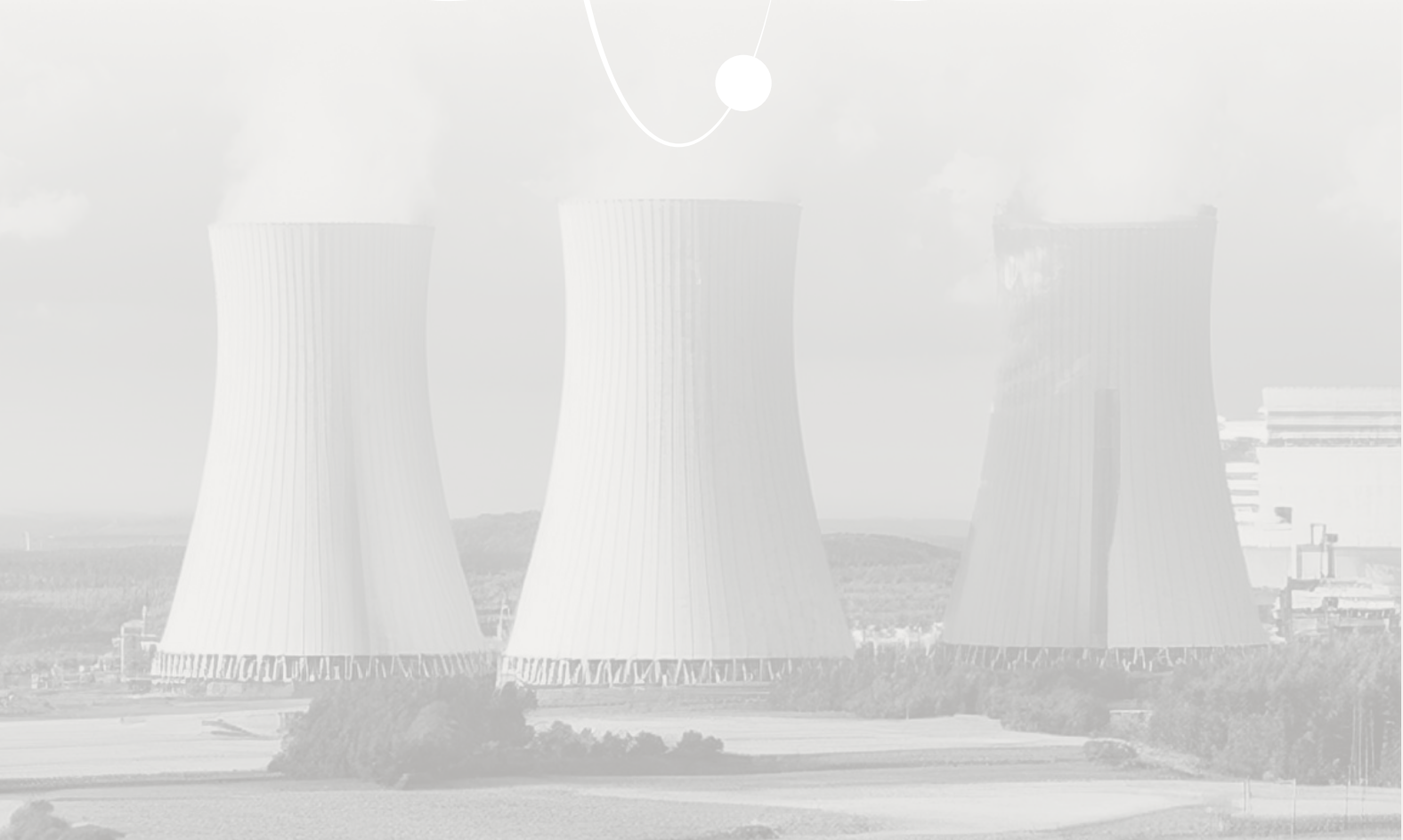
WSPÓŁPRACA: HANNA UHL



SPIS TREŚCI

EXECUTIVE SUMMARY	6
1. CEL RAPORTU	11
2. TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA	13
2.1 POTRZEBA TRANSFORMACJI KRAJOWEGO PARKU ELEKTROWNI I ELEKTROCIEPŁOWNI – CZY POLSKA TO UNIKALNY PRZYPADEK?	14
2.2 INICJATYWY MIĘDZYNARODOWE W ZAKRESIE DEKARBONIZACJI	20
2.2.1 EUROPEJSKIE SPOJRZENIE NA DEKARBONIZACJĘ I ENERGETYKĘ JĄDROWĄ	20
2.2.2 KONKURENCYJNOŚĆ GOSPODARKI EUROPEJSKIEJ A TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA	22
3. ROLA ENERGETYKI JĄDROWEJ W GOSPODARCE	25
3.1 ROSNĄCE ZNACZENIE ENERGETYKI JĄDROWEJ	26
3.2 ZAINTERESOWANIE ENERGETYKĄ JĄDROWĄ W POLSCE	27
3.3 IDENTYFIKACJA AKTYWNOŚCI RYNKOWYCH PRZEDSIĘBIORSTW I SEKTORA ENERGETYKI W POLSCE	28
4. POLSKI POTENCJAŁ COAL-TO-NUCLEAR	30
4.1 WYNIKI FAZY A PROJEKTU DESIRE	31
4.2 POTENCJAŁ KRAJOWEJ ENERGETYKI ZAWODOWEJ W ŚCIEŻCE COAL-TO-NUCLEAR	37
4.3 ROADMAPA DZIAŁAŃ DLA INWESTYCJI TYPU COAL-TO-NUCLEAR	42
5. PODSUMOWANIE	44
6. O AUTORACH	47

EXECUTIVE SUMMARY



CEL RAPORTU

Proces dekarbonizacji energetyki zawodowej jest kluczowym wyzwaniem dla polskiej polityki energetycznej, wynikającym z potrzeby redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. W raporcie dokonano analizy potencjału wdrożenia technologii Coal-to-Nuclear w Polsce, wskazując na możliwości modernizacji istniejącej infrastruktury węglowej poprzez jej adaptację do technologii jądrowych. Opracowanie bazuje na wynikach projektu DEsire i zwraca uwagę na korzyści oraz wyzwania związane z tą transformacją.

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

- Polska wyróżnia się wysokim udziałem węgla w produkcji energii elektrycznej (63% w 2024 r.) mimo wzrostu znaczenia OZE (27%). Sytuacja ta wynika z historycznego uzależnienia od węgla oraz braku kompleksowej modernizacji sektora elektroenergetycznego po 1989 r. Ponad 60% turbozespołów w Polsce przekroczyło swój czas eksploatacji, a w perspektywie 2030 r. będzie to 70% krajowego parku. W przeciwieństwie do innych krajów V4, które mierzyły się z podobnymi trudnościami transformacji ustrojowej i gospodarczej, Polska nie wdrożyła energetyki jądrowej, co doprowadziło do utrzymania dominacji węgla, a w konsekwencji rosnących kosztów emisji CO₂ i konieczności importu surowca.
- Unia Europejska dąży do neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz redukcji emisji CO₂ o 55% do 2030 r. Europejski Zielony Ład jest strategią realizacji tych celów, która w nowej rzeczywistości geopolitycznej systematycznie traci akceptację stolic europejskich i wymaga rewizji. Co więcej, w ostatnich latach zauważalny jest wyraźny spadek konkurencyjności, produktywności i innowacyjności Unii Europejskiej względem USA i Chin. Jednym z głównych problemów są bardzo wysokie ceny energii, które prowadzą do drastycznego spadku wartości inwestycji wewnętrznych, odpływu inwestorów zewnętrznych, a także do zjawiska nazywanego deindustrializacją UE.
- Europejskie zasoby kopalne są ograniczone i w dużej mierze zależą od importu, co naraża kontynent na wahania cen i ryzyka geopolityczne. Wobec tego kluczowe jest inwestowanie w technologie o najniższych kosztach paliwa, które zapewnią stabilność cenową i bezpieczeństwo energetyczne. Technologia taką z całą pewnością jest energetyka jądrowa. Rozwój odnawialnych źródeł energii oraz energetyki jądrowej może stać się fundamentem transformacji, minimalizując zależność od importowanych surowców.

- W 2022 r. Komisja Europejska uznała energetykę jądrową za rozwiązanie przejściowe, wspierające dekarbonizację. Mimo to Unia Europejska w bardzo powolnym tempie dopuszcza rozwój technologii jądrowych jako jednego z niskoemisyjnych źródeł energii. Brakuje wciąż konkretnych finansowych mechanizmów wsparcia rozwoju technologii jądrowych w Europie. Dzięki nowej taksonomii Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) może już angażować się w finansowanie projektów związanych z energią jądrową, jednak wciąż stosowane są dla tych inwestycji bardziej restrykcyjne kryteria z 2013 r.

ROLA ENERGETYKI JĄDROWEJ W GOSPODARCE

- Energetyka jądrowa, napędzana rosnącym zapotrzebowaniem na stabilne i niskoemisyjne źródła energii, odgrywa coraz większą rolę w globalnym sektorze energetycznym. Dynamiczny rozwój technologii jądrowych, w tym reaktorów modułowych (SMR) oraz reaktorów generacji III+ i IV, sprawia, że na rynku pojawia się coraz więcej dostawców, a rządy wielu krajów, m.in. Francji, Wielkiej Brytanii, USA, Kanady i Chin, intensywnie wspierają badania, rozwój oraz inwestycje w tym sektorze. Według Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA) do 2050 r. moce jądrowe mogą wzrosnąć ponad dwukrotnie, sięgając nawet 890 GW, przy czym około 25% tego wzrostu będą stanowić małe reaktory modułowe (SMR).
- Jednym z kluczowych czynników napędzających wzrost zainteresowania energią jądrową jest rozwój centrów danych i infrastruktury IT, zwłaszcza w kontekście sztucznej inteligencji. Odnawialne źródła energii (OZE) mogą pokryć znaczną część zapotrzebowania na energię, ale ich uzależnienie od warunków pogodowych wymaga stabilnego źródła w podstawie, którym z powodzeniem może być energia jądrowa.
- W Polsce, mimo braku działających elektrowni jądrowych, zainteresowanie tym sektorem znacząco wzrosło w ostatnich latach. Rząd realizuje Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), który zakłada budowę pierwszych elektrowni do 2036 r. i osiągnięcie docelowo mocy 6–9 GW. Polska intensyfikuje współpracę z międzynarodowymi partnerami, takimi jak USA, Kanada, Francja, Wielka Brytania i Korea Południowa, oraz bada możliwości wdrożenia technologii SMR. Wzmoczoną aktywność obserwuje się również w sektorze prywatnym – PGE PAK Energia Jądrowa prowadzi analizy dotyczące budowy elektrowni jądrowej opartej o wielkoskalowy reaktor, a ORLEN, KGHM i Industria planują inwestycje oparte o SMR. Również TAURON i Enea analizują potencjał tych technologii..
- Zmieniająca się sytuacja geopolityczna oraz rosnące potrzeby energetyczne w przemyśle i cyfryzacji przyspieszają decyzje o inwestycjach w atom. Rok 2025 będzie kluczowy dla redefiniowania strategii Polski w obszarze energetyki jądrowej, tak aby dostosować ją do globalnych trendów i wyzwań.

POLSKI POTENCJAŁ COAL-TO-NUCLEAR

- Polska stoi przed wyzwaniem transformacji energetycznej wynikającym z konieczności wycofania przestarzałych bloków węglowych oraz dążenia do dekarbonizacji. W ramach projektu **DEsire** analizowano możliwości wdrożenia koncepcji **Coal-to-Nuclear (CtN)**, czyli zastąpienia elektrowni węglowych źródłami jądrowymi, co ma zapewnić stabilne dostawy energii i ograniczyć emisję gazów cieplarnianych.

- Faza A projektu DEsire, realizowana przez **Politechnikę Śląską i Energoprojekt Katowice**, objęła analizę infrastruktury krajowego sektora energetycznego pod kątem jej adaptacji do wykorzystania reaktorów III/III+ oraz IV generacji. W przypadku technologii generacji III+ istniejąca infrastruktura turbinowa nie może zostać zachowana, natomiast w przypadku reaktorów IV generacji istnieje pewien ograniczony potencjał jej ponownego wykorzystania (zależny od parametrów pary produkowanej w reaktorze oraz zasilającej turbinę parową), co mogłoby pozwolić na redukcję kosztów inwestycyjnych. W Polsce jednak takie modernizacje można traktować wyłącznie jako rozwiązania hipotetyczne. Na podstawie przyjętych kryteriów do dalszych analiz technicznych wytypowano kluczowe lokalizacje dla potencjalnego retrofitu jądrowego, takie jak Elektrownia Kozienice, Połaniec, Dolna Odra oraz Ostrołęka (dla reaktorów III+), a także Elektrownia Opolo (blok nr 5) i EC Puławy (dla reaktorów IV generacji).
- Projekt uwzględnia również analizę regulacji prawnych i międzynarodowych standardów bezpieczeństwa jądrowego. **Instytut Chemii i Techniki Jądrowej** opracował katalog kluczowych wymagań formalnych oraz wytycznych organizacyjnych, niezbędnych do realizacji modernizacji C2N, obejmujących m.in. kwestie projektowania systemów zabezpieczeń reaktorów, gospodarki odpadami promieniotwórczymi oraz ocenę ryzyka jądrowego.
- Podjęcie decyzji o wdrożeniu C2N wymaga dalszych pogłębionych analiz obejmujących aspekty ekonomiczne, środowiskowe oraz prawne. Jednak wstępne wyniki fazy A projektu DEsire wskazują, że Polska posiada znaczny potencjał do przeprowadzenia transformacji energetycznej z wykorzystaniem technologii jądrowej, co może stanowić kluczowy krok w kierunku stabilnej i niskoemisyjnej energetyki przyszłości.
- W fazie A projektu przyjęto założenie, że w procesie modernizacji elektrowni przy użyciu reaktorów III+ generacji wszystkie główne części technologiczne dotychczasowej elektrowni zostaną zastąpione. Oznacza to, że stara infrastruktura praktycznie nie będzie wykorzystywana. W przypadku reaktorów III generacji można wykorzystać jedynie infrastrukturę przesyłową oraz systemy towarzyszące. Wymiana kotła pociąga za sobą również konieczność wymiany wyspy turbinowej, co ogranicza stopień integracji i zmniejsza ekonomiczne korzyści płynące z używania części energetycznej bloku węglowego. Z kolei nowoczesne rozwiązania bazujące na reaktorach IV generacji umożliwiłyby wyższy stopień integracji. W wybranych koncepcjach reaktorów, zdolnych do generowania pary o temperaturze przekraczającej 550°C (bez potrzeby korzystania z dodatkowych systemów podnoszących entalpię), wytworzona para mogłaby być bezpośrednio wykorzystywana przez turbiny stosowane w obecnych elektrowniach węglowych.
- Reaktory IV generacji umożliwiają produkcję pary wysokotemperaturowej, co stanowi atut przy zastępowaniu tradycyjnych bloków węglowych. Takie podejście przyspiesza proces transformacji energetycznej i obniża koszty modernizacji, ponieważ nie wymaga wymiany całej infrastruktury. Ponadto wysoka temperatura pary pozwala na zwiększenie efektywności energetycznej oraz redukcję emisji CO₂. Ścieżka Coal-to-Nuclear, zakładająca zastępowanie wyłącznie wysp kotłowych elektrowni reaktorami jądrowymi, w warunkach krajowych powinna być traktowana jako rozwiązanie hipotetyczne. Przyczyną jest brak komercyjnie dostępnych reaktorów wysokotemperaturowych na rynku europejskim. W krajowym sektorze energetyki węglowej obserwowany jest brak nowych inwestycji. W konsekwencji modernizacja istniejących bloków węglowych w perspektywie lat 30. i 40., nawet tych o najwyższym standardzie technologicznym, nie będzie uzasadniona ekonomicznie ze względu na ich zaawansowany stopień eksploatacji.

- W ramach fazy A projektu zaproponowano wprowadzenie nowego parametru oceny – „emisyjności jednostkowej produkcji energii” – w kontekście emisji CO₂ dla zastępowanej elektrowni. Oceniana będzie efektywność redukcji emisji, co pomoże w promowaniu modernizacji, zwłaszcza tam, gdzie obecne źródła energii emitują najwięcej CO₂ na jednostkę wyprodukowanej energii.
- Zgodnie z raportem Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) luka wytwórcza w 2031 r. wyniesie 6,4 GW, a w 2040 r. osiągnie 18 GW. Ścieżka Coal-to-Nuclear może pomóc w wypełnieniu części tej luki, zwłaszcza w przypadku starszych jednostek węglowych, które mogą zostać przekształcone w niskoemisyjne elektrownie jądrowe. W analizach fazy A projektu oszacowano, że potencjał tej ścieżki w Polsce wynosi około 17 GW. Planowane przez rząd inwestycje w energetykę jądrową (6–9 GW) mogą częściowo zredukować tę lukę, ale w systemie elektroenergetycznym nadal brakować będzie 8–11 GW.
- Pomyślna realizacja ścieżki Coal-to-Nuclear wymaga aktywnego wsparcia ze strony państwa oraz sprzyjającego środowiska inwestycyjnego. Scenariusz zachowawczy przewiduje inwestycje w 3,4 GW energii jądrowej w latach 30. XXI w. Brak odpowiedniego wsparcia oraz jasno określonej polityki w tym zakresie może spowodować, że Polska nie zdecyduje się na ambitniejsze inwestycje w energetykę jądrową aż do około 2040 r.
- Jednym z możliwych rozwiązań jest wykorzystanie małych reaktorów jądrowych (SMR), które są bardziej elastyczne pod względem wymagań infrastrukturalnych, zwłaszcza jeśli chodzi o dostęp do wody. Technologia ta minimalizuje potrzebę korzystania z dużych zasobów wodnych, co stanowi istotną zaletę w kontekście rosnącej presji w kwestii ochrony środowiska. W scenariuszu zrównoważonym rozwój technologii SMR może przyczynić się do realizacji ścieżki Coal-to-Nuclear w Polsce, biorąc pod uwagę zarówno wymogi bezpieczeństwa, jak i potencjalne zainteresowanie alternatywnymi modelami finansowania w stosunku do tradycyjnych kontraktów różnicowych. Scenariusz optymistyczny zakłada większe wsparcie dla energetyki jądrowej i realizację większej liczby inwestycji w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear, co mogłoby przyczynić się do rozwoju sektora i częściowego zniwelowania luki mocy w Polsce w latach 30. naszego stulecia.

1. CEL RAPORTU



Dekarbonizacja energetyki zawodowej stanowi jedno z najważniejszych wyzwań współczesnej polityki energetycznej Polski. W obliczu rosnących potrzeb redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju konieczne jest opracowanie i wdrożenie innowacyjnych rozwiązań wspierających transformację w kierunku neutralności klimatycznej.

Już w latach 2019 i 2020 Instytut Sobieskiego w swoich raportach *SMR dla Polski* oraz *Energetyka jądrowa dla Polski* wskazywał na kluczowe znaczenie tych działań. W publikacjach tych zdiagnozowano skalę wyzwań, przed jakimi stanie Polska, wdrażając technologie jądrowe. Wskazano na konieczność kompleksowego podejścia, obejmującego planowanie, organizację przedsięwzięć, pozyskiwanie środków na inwestycje oraz opracowanie spójnej strategii, której głównym celem powinno być stworzenie nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki.

Kontynuacją tych działań jest udział Instytutu Sobieskiego w projekcie **„DEsire – Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych”** oraz prace nad koncepcją Coal-to-Nuclear. Ideą tej ścieżki jest przekształcenie istniejącej infrastruktury energetycznej opartej na blokach węglowych w nowoczesne obiekty wykorzystujące technologie jądrowe w ramach retrofitu. Proces ten oferuje szereg potencjalnych korzyści, takich jak redukcja emisji, poprawa efektywności energetycznej, redukcja kosztów oraz wsparcie dla lokalnych gospodarek. Jest elementem sprawiedliwej transformacji energetycznej. Zagadnienie to jest szeroko omawiane w cyklu raportów „Coal-to-Nuclear dla Polski”.

Celem niniejszego raportu jest wskazanie krajowego potencjału w obszarze wdrażania technologii Coal-to-Nuclear na podstawie wyników projektu DEsire. W raporcie analizie poddano wyzwania i korzyści związane z transformacją energetyki. Skupia się on na aktualnym stanie istniejącej infrastruktury energetycznej oraz postępach w rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, wskazując również na aktualny kontekst europejski.

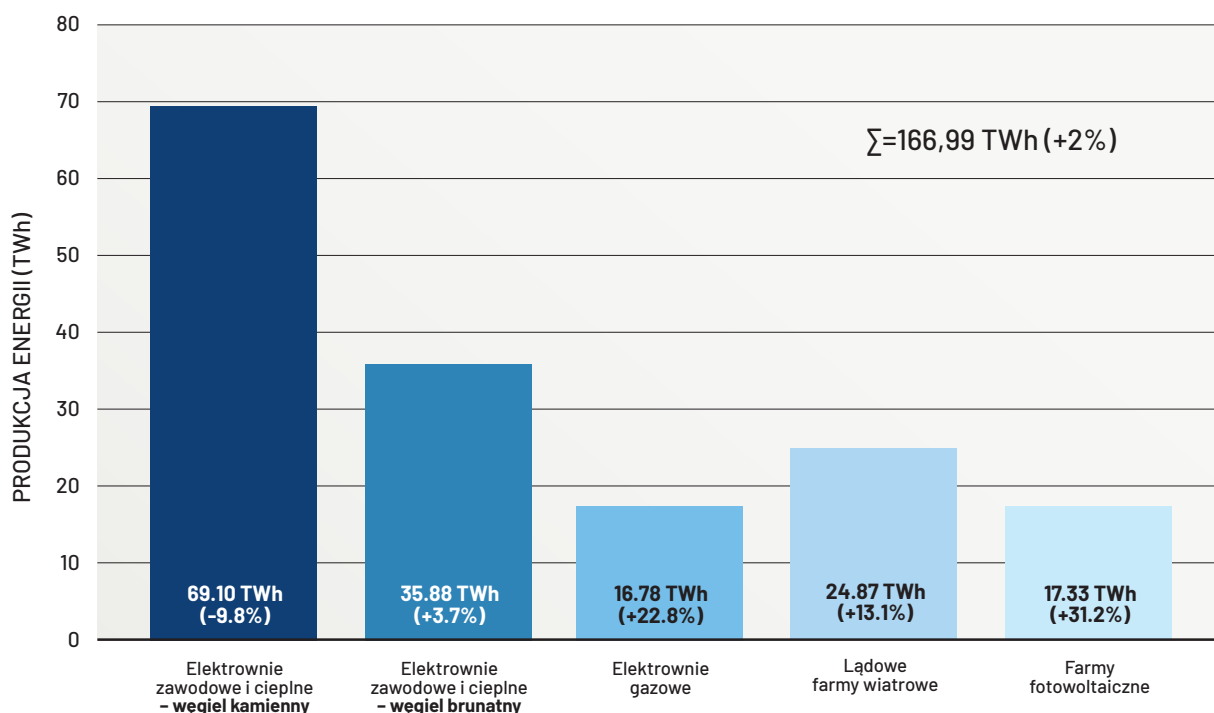
2. TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA



2.1 POTRZEBA TRANSFORMACJI KRAJOWEGO PARKU ELEKTROWNI I ELEKTROCIEPŁOWNI – CZY POLSKA TO UNIKALNY PRZYPADEK?

Polska wyróżnia się na tle innych państw UE bardzo dużym udziałem węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej. Krajowe zużycie energii elektrycznej w 2024 r. wzrosło w porównaniu do roku 2023 o ok. 2% i wyniosło 166,99 TWh). Z całorocznych danych PSE wynika także, że udział węgla w produkcji energii elektrycznej spadł do blisko 63%, a udział OZE wzrósł do ponad 27%. Pomimo zmian w miksie energetycznym węgiel wciąż odgrywa istotną rolę, co wynika m.in z długiej tradycji górnictwa węgla i dużych historycznie zasobów tego surowca w Polsce. W przeszłości, szczególnie w okresie PRL, prawie cała produkcja energii elektrycznej, a także wytwarzanie ciepła, opierały się na węglu.

RYS. 1 **PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W 2024 ROKU¹**



ŹRÓDŁO: PSE.

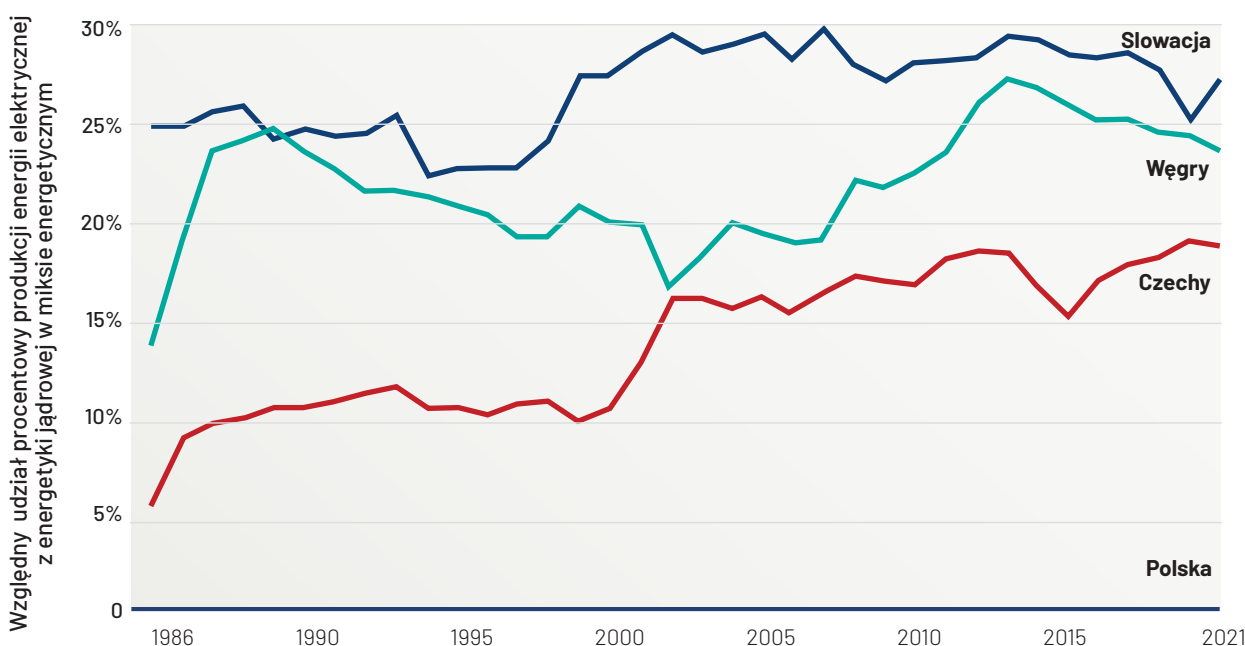
¹ PSE: Produkcja energii el. wzrosła o 2,1% do 14,76 TWh w 2024, z OZE 27,1% całości, 3.02.2025, <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/pse-produkcja-energii-el-wzros-a-o-2-1-do-14-76-twh-w-2024-z-oze-27-1-ca-o-ci/>.

A zatem park elektrowni i elektrociepłowni, którym Polska obecnie dysponuje, jest pochodną decyzji podjętych w latach 60. i 70. ubiegłego wieku, gdy władza ludowa wprowadzała w życie plan uczynienia z PRL gospodarki silnie uprzemysłowionej, a co za tym idzie energochłonnej.

Niemniej jednak jest to tylko część prawdy, albowiem ten sam proces uprzemysłowienia i zwiększania mocy wytwórczych zachodził w tym samym czasie w krajach Europy Zachodniej, w tym w RFN, która również posiadała znaczne zasoby własne węgla.

Tym, co wyróżnia nasz kraj na tle nie tylko Europy Zachodniej, ale również państw V4 (Grupa Wyszehradzka – zrzeszenie Polski, Czech, Słowacji i Węgier), jest fakt, że w przeciwieństwie do ww. krajów Polska nigdy nie przeprowadziła kompleksowej modernizacji swojego parku elektrociepłowniczego. Jako jedyny kraj z V4 nie mamy elektrowni jądrowych, które mogłyby pracować w podstawie systemu. Porównanie sytuacji Polski do innych państw V4 jest o tyle zasadne, że po upadku komunizmu w 1989 r. startowaliśmy z podobnego pułapu – mierzyliśmy się z analogicznymi wyzwaniami transformacji ustrojowej i odejściem od gospodarki centralnie planowanej.

RYS. 2 **UDZIAŁ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ELEKTROWNI JĄDROWYCH W KRAJACH V4²**



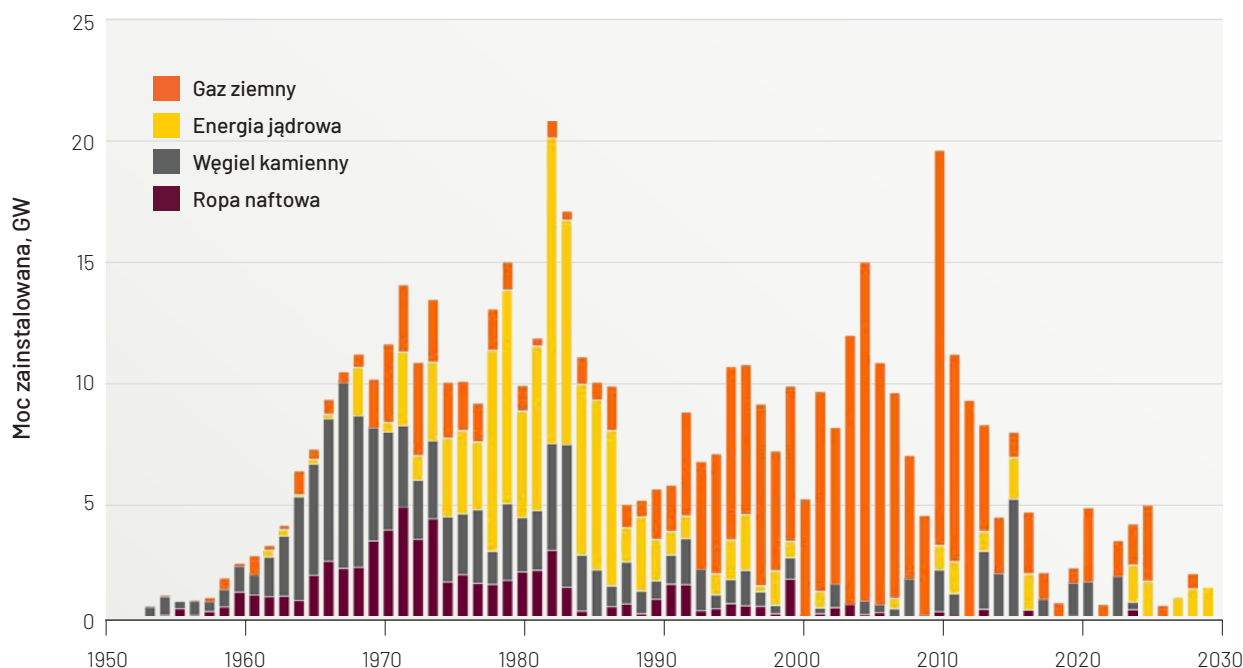
ŹRÓDŁO: Statistical Review of World Energy.

Planowana elektrownia jądrowa w Żarnowcu miała zmienić oblicze polskiej energetyki, wykorzystując sprzyjające warunki geograficzne i zaludnienie wybranego terenu. Prace, już na zaawansowanym etapie (40%), zatrzymały się po katastrofie w Czarnobylu w 1986 r., która wywołała falę protestów i kampanię przeciw budowie obiektu. W wyniku referendum przeprowadzonego w 1990 r. oraz przemian ustrojowych i kryzysu gospodarczego projekt został ostatecznie zamknięty, a niedokończona inwestycja stała się symbolem niezrealizowanych planów PRL³.

² Statistical Review of World Energy, 2022, <https://ourworldindata.org/energy>.

³ 41. rocznica podjęcia przez rząd PRL uchwały w sprawie budowy Elektrowni Jądrowej Żarnowiec, 17.01.2023, <https://ipn.gov.pl/pl/dla-mediow/komunikaty/177252,41-rocznica-podjecia-przez-rzad-PRL-uchwaly-w-sprawie-budowy-Elektrowni-Jadrowej.html>.

RYS. 3 **MOCE WYTWÓRCZE KONWENCJONALNYCH ELEKTROWNI PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI W DANYM ROKU W EUROPIE W PODZIALE NA ŹRÓDŁA ENERGII NA PODSTAWIE ENERGY BRAINPOOL⁴**



ŹRÓDŁO: Joint Research Centre – Power Plants Database), 3.07.2019.

Patrząc na inne kraje europejskie, widzimy, że tam również nastąpiły zmiany w miksie energetycznym w stosunku do lat 70. XX w. Wdrożony we Francji plan Messmera miał na celu szybki rozwój energetyki jądrowej w odpowiedzi na kryzys naftowy. Program przewidywał budowę dużej liczby elektrowni jądrowych, aby uniezależnić kraj od importu ropy i zapewnić mu stabilność energetyczną. Dzięki realizacji tego planu Francja stała się jednym z liderów światowej energetyki jądrowej. Proces rozwoju jądrowego w Niemczech i w Wielkiej Brytanii przebiegał bardziej stopniowo i był bardziej rozproszony, bez centralnie koordynowanego programu.

Jak widać na rysunku 3 – Energy Brainpool, od drugiej połowy lat 70. XX w. elektrownie węglowe zaczęły ustępować miejsca najpierw elektrowniom jądrowym, a następnie gazowym. Polska pozostała wierna węglowi praktycznie aż do końca pierwszej dekady XXI w.

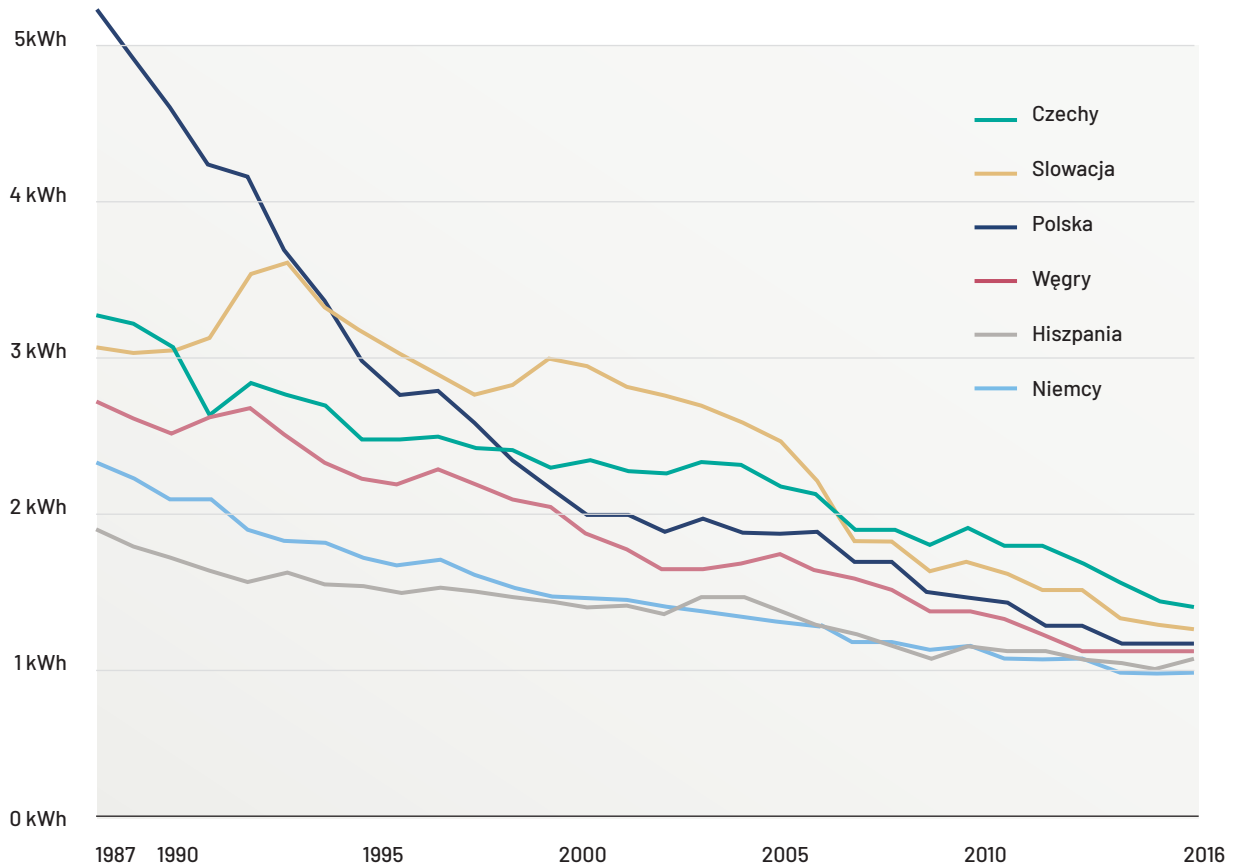
Nie bez znaczenia jest fakt, że po 1989 r. polski model gospodarczy przeszedł gruntowną metamorfozę – wielkie energochłonne zakłady produkcyjne po upadku ZSRR utraciły rynki zbytu, a co za tym idzie – rację bytu. W tym nowym modelu istniejące moce wytwórcze były w zupełności wystarczające, a tym samym nie było impulsu do inwestycji w nowe moce wytwórcze. Rozwój gospodarczy w III RP (w przeciwieństwie np. do Hiszpanii) nigdy nie bazował na zwiększaniu konsumpcji energii. Energochłonność Polski spadła 5-krotnie między 1987 i 2016 rokiem, przy czym w analogicznym okresie Polska osiągnęła wzrost PKB rzędu 827%.

4 Na podstawie unijnej bazy danych JRC-PPDB (Joint Research Centre – Power Plants Database), 3.07.2019, <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/9810feeb-f062-49cd-8e76-8d8cfd488a05>.

5 Our World In Data based on BP, World Bank, and Maddison Project Database, <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>, CCBY.

RYS. 4 **INTENSYWNOŚĆ ENERGETYCZNA WYBRANYCH GOSPODAREK EUROPEJSKICH⁶**

Intensywność energetyczna jest mierzona jako zużycie energii pierwotnej na jednostkę produktu krajowego brutto. Mierzona jest w kilowatogodzinach na dolara amerykańskiego (PPP) z 2011 r.

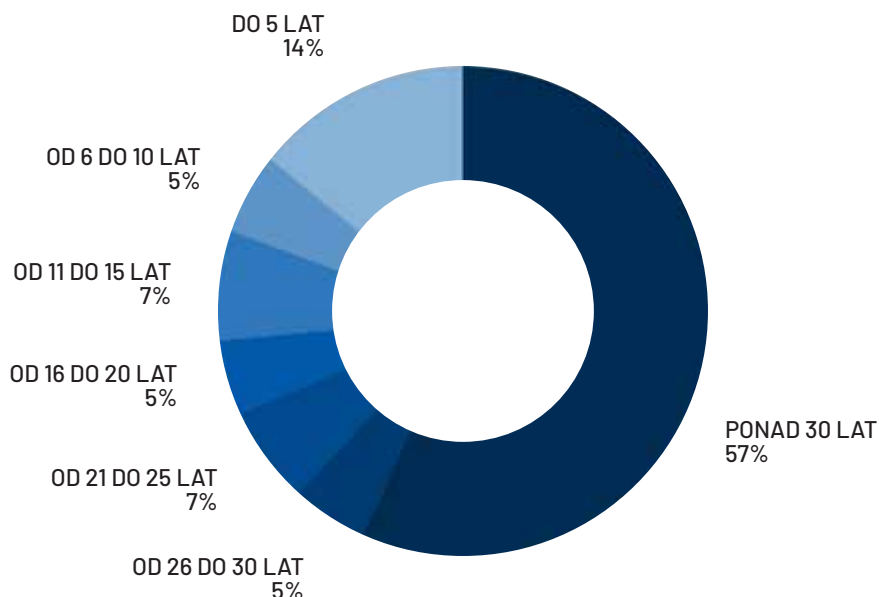


ŹRÓDŁO: Our World In Data.

To niewątpliwie ogromny sukces polskiej transformacji ustrojowej i gospodarczej, ale bezpośrednim skutkiem takiego stanu rzeczy był brak odpowiednich bodźców (krajowych) do przeprowadzenia transformacji energetycznej. Jak wynika z danych ARE za 2022 rok, ponad 60% turbozespołów w Polsce przekroczyło swój czas eksploatacji. W perspektywie 2030 r. będzie to 70% krajowego parku⁷.

⁶ Our World In Data based on BP, World Bank, and Maddison Project Database, <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>, CC BY.

⁷ Załącznik 2. do aktualizacji aKPEiK, Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle”, Warszawa, październik 2024.

RYS. 5 **STRUKTURA WIEKOWA TURBOZESPOŁÓW W ODNIESIENIU DO MOCY ZAINSTALOWANEJ W KSE (STAN NA 31.12.2022 ROKU)⁸**

ŹRÓDŁO: ARE S.A., MKiŚ.

Podczas gdy nasi sąsiedzi dywersyfikowali swoje systemy energetyczne w poprzednim wieku (m.in. dzięki energetyce jądrowej), Polska dopiero w ostatniej dekadzie (i to w dużej mierze pod wpływem czynników zewnętrznych, takich jak polityka klimatyczna UE oraz apetyt inwestorów zagranicznych na niskoemisyjne źródła zasilania) podjęła decyzję o zastąpieniu mocy węglowych w systemie źródłami gazowymi i OZE.

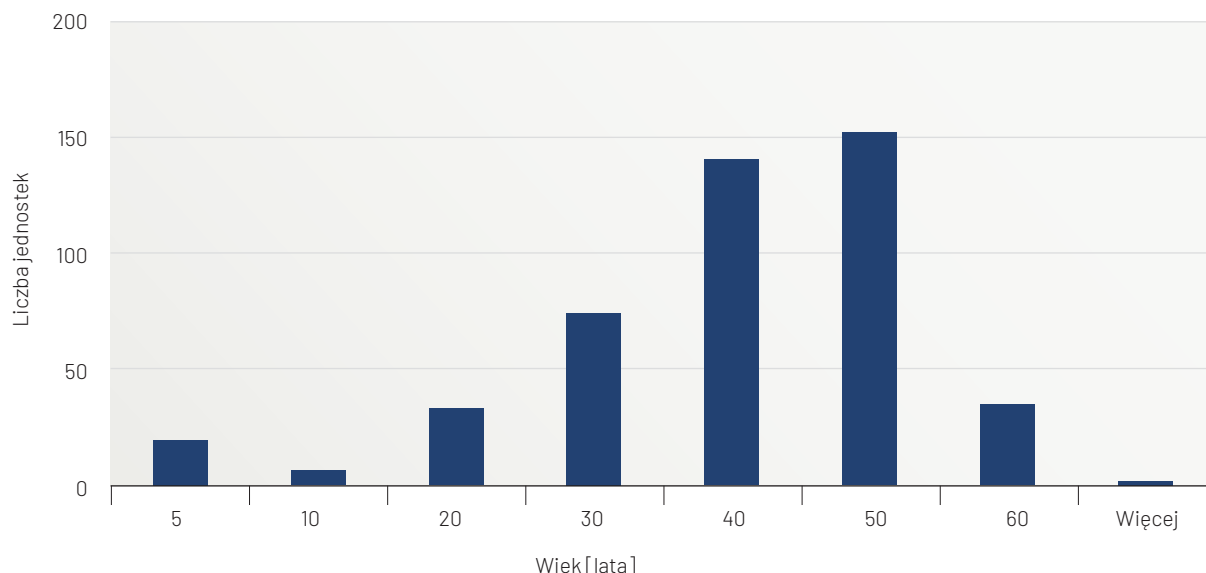
Odwrócenie się Polski na długie lata od atomu (w przeciwieństwie do reszty V4) umożliwiło przedłużenie monokultury węglowej i uzależnienie się od niej pomimo coraz wyższych kosztów wydobycia tego surowca na rynku krajowym, równoważonych coraz większym importem surowca z zagranicy⁹.

Fakt, że polskie bloki węglowe są tak leciwe i wysłużone, sam w sobie nie jest ewenementem na skalę europejską (średni wiek elektrowni węglowej w UE to 38 lat¹⁰). Natomiast fakt, że nowoczesny kraj, stawiający na rozwój nowych technologii, nadal w ponad 60% zależy od węgla – paliwa, które w coraz większym stopniu musi importować – wymaga pilnej zmiany.

8 Załącznik 2. do aktualizacji aKPEiK, Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle”, Warszawa, październik 2024.

9 B. Oksińska, *Drogi polski węgiel. Oto dlaczego przegrywa na światowym rynku*, 14.04.2024, <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/drogi-polski-wegiel-oto-dlaczego-przegrywa-na-swiatowym-rynku/v9833yp>.

10 Tygodnik Gospodarczy PIE 2021, nr 11.

RYS. 6 ROZKŁAD WIEKU EUROPEJSKIEGO PARKU ELEKTROWNI WĘGLOWYCH
(STAN NA 2018 ROK)

ŹRÓDŁO: JRC Technical Reports, 2018.

Polska powinna czerpać z pozytywnych lekcji naszych sąsiadów, włączając do miksu energetycznego elektrownie jądrowe¹¹.

Nie ulega wątpliwości to, że **potrzebna jest aktywna polityka państwa** w kontekście programu dekarbonizacji Coal-to-Nuclear (C2N), **wspomagająca wykorzystanie istniejącej od dziesięcioleci infrastruktury energetyki węglowej na potrzeby nowych inwestycji jądrowych**. Więcej na temat potencjalnych mechanizmów wsparcia można znaleźć w raporcie *Coal-to-Nuclear dla Polski. Mechanizmy wsparcia*.

Dla Polski transformacja energetyczna jest wielkim wyzwaniem ze względu na duży udział wysokoemisyjnych elektrowni węglowych przy jednoczesnym braku elektrowni jądrowych w krajowym miksie energetycznym. Dla powodzenia transformacji energetycznej w Polsce kluczowe są trzy aspekty:

1. Obniżenie kosztów inwestycji – stworzenie warunków, które przyciągną kapitał prywatny.
2. Wspieranie innowacji – inwestowanie w nowe technologie.
3. Zapewnienie stabilności politycznej i regulacyjnej – firmy muszą wiedzieć, w jakim kierunku zmierzają regulacje.

Rząd powinien odgrywać rolę stabilizatora, wspierając rozwój nowych technologii i innowacyjnych rozwiązań, a jednocześnie zapewniając sektorowi prywatnemu przestrzeń do działania oraz stabilne i przewidywalne ramy regulacyjne.

11 K. Kanellopoulos, *Scenario analysis of accelerated coal phase-out by 2030. A study on the European power system based on the EUC027 scenario using the METIS model*, JRC Technical Reports, 2018, https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC111438/acd_in_metis_final.pdf.

2.2 INICJATYWY MIĘDZYNARODOWE W ZAKRESIE DEKARBONIZACJI

2.2.1 EUROPEJSKIE SPOJRZENIE NA DEKARBONIZACJĘ I ENERGETYKĘ JĄDROWĄ

W 2022 r. nastąpił pewien przełom w podejściu do energetyki jądrowej. Wtedy Komisja Europejska uznała, że prywatne inwestycje w sektorze gazu ziemnego i energii jądrowej mogą odgrywać istotną rolę w procesie transformacji ekologicznej. Zaproponowała jednocześnie, aby niektóre formy tej działalności zostały sklasyfikowane jako działalność przejściowa, wspierająca łagodzenie skutków zmiany klimatu. Dlatego niektóre rodzaje działalności związane z energią jądrową i gazem ziemnym zostały tymczasowo uwzględnione w wykazie ekologicznych działalności gospodarczych¹². Muszą one jednak spełniać konkretne warunki oraz wymogi przejrzystości.

Podstawą prawną dla dekarbonizacji Polski są działania podejmowane na szczeblu międzynarodowym. Unia Europejska zobowiązała się, że do 2050 r. osiągnie neutralność klimatyczną oraz do 2030 r. zredukuje emisję gazów cieplarnianych o co najmniej 55% (w stosunku do 1990 r.). Unijne prawo klimatyczne zostało przyjęte w 2021 r. i jest fundamentem dla innych działań podejmowanych na szczeblu międzynarodowym, takich jak np. pakiet Fit for 55, dyrektywa o energii odnawialnej (RED III – Renewable Energy Directive III), mechanizm opłat za emisje dla towarów importowanych (CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism, Mechanizm Dostosowania Cłowego w zakresie Emisji Węgla).

Zielony Ład co do zasady był szczytną strategią, mającą na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej oraz jednocześnie wzmocnienie konkurencyjności gospodarki poprzez wsparcie innowacji i inwestycji w zielone technologie. Wydaje się jednak, że w nowej rzeczywistości geopolitycznej przełomu 2024 i 2025 r. nie może być wdrożony w zamierzonym kształcie i stopniowo traci akceptację stolic europejskich. W pierwszym przemówieniu w Parlamencie Europejskim, rozpoczynającym prezydencję Polski w Radzie Unii Europejskiej (styczeń 2025), Donald Tusk zwrócił uwagę na to, że Europa przez wyśrubowane przepisy związane z neutralnością klimatyczną – skutkujące wysokimi cenami energii – traci swoją konkurencyjność. Premier Polski zaapelowało o rzetelne podejście „do pełnego i bardzo krytycznego przeglądu wszystkich regulacji, także tych wynikających z Zielonego Ładu”¹³. Wielu europosłów argumentowało, że bezpieczeństwo europejskie musi być realizowane również poprzez niezależność energetyczną. Naciskali oni na kontynuowanie wysiłków UE na rzecz zmniejszenia zależności od rosyjskich źródeł energii przy jednoczesnym zapewnieniu obywatelom dostępu do przystępnej cenowo energii¹⁴. W styczniu 2025 r. szefowa KE zastrzegła, że gotowość do elastyczności nie oznacza porzucenia ambicji klimatycznych. Jak podkreśliła, UE wciąż będzie dążyć do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.¹⁵, natomiast narzędzia służące do tego celu mogą ulec zmianie.

Ostatnie trzy lata obowiązywania dotychczasowych przepisów uwypukliły niekonkurencyjność Starego Kontynentu i błędną ścieżkę realizacji Zielonego Ładu. Przykładem niepowodzeń mogą być zamykające się inwestycje w Europie, które miały być motorem dla innowacyjnej zielonej gospodarki, np. przenoszenie fabryk ogniw fotowoltaicznych z Niemiec do USA¹⁶ czy zamykanie fabryki turbin wiatrowych Vestas¹⁷. W konsekwencji źle postawionych akcentów wsparcia gospodarki niskoemisyjnej, dla której nowoczesne

12 *Taksonomia: posłowie za włączeniem gazu i energii jądrowej*, 6.07.2022, <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20220701IPR34365/taksonomia-poslowie-za-wlaczaniem-gazu-i-energii-jadrowej>.

13 *Donald Tusk chce zmian w Zielonym Ładzie*, 22.01.2025, <https://esg.pl/2025/01/22/donald-tusk-chce-zmian-w-zielonym-ladzie/>.

14 *Sesja plenarna Parlamentu Europejskiego*, 22.01.2025, <https://www.europarl.europa.eu/plenary/en/vod.html?mode=chapter&vodLanguage=E-N&internalEPId=2017011075798&providerMeetingId=237b9b58-0fcc-4954-ac07-08dd0e0f3eb2#>.

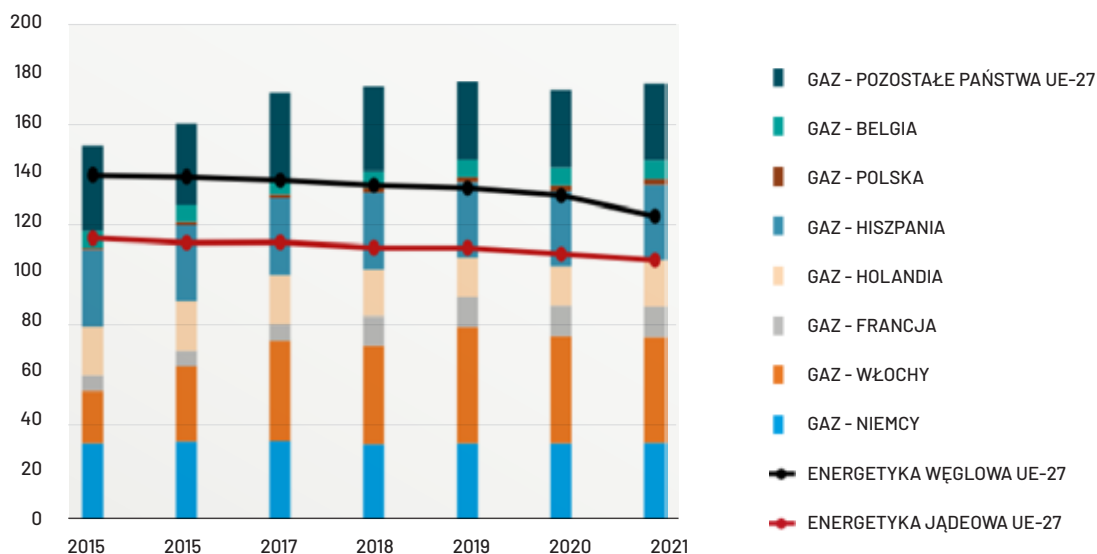
15 *Konferencja prasowa Premiera Donalda Tuska oraz Przewodniczącej KE Ursuli von der Leyen*, 7.02.2025, <https://www.youtube.com/live/fRtMvbGWhtU>.

16 *M. Kaczmarczyk, Niemcy tracą dużą fabrykę ogniw PV na rzecz USA*, 28.07.2023, <https://www.forbes.pl/kompas-esg/niemcy-traca-duza-fabryke-ogniw-pv-na-rzecz-usa/m71lfcc>.

17 *Największy producent elektrowni wiatrowych zamyka trzy fabryki*, 22.09.2021, <https://www.gramzielone.pl/energia-wiatrowa/106370/najwiekszy-producent-elektrowni-wiatrowych-zamyka-trzy-fabryki>.

technologie miały być motorem wzrostu, głównym beneficjentem zysków z Zielonego Ładu stały się Chiny¹⁸. Nie bez znaczenia jest również fakt, że rośnie rola gazu¹⁹, będącego uzupełnieniem dla OZE oraz postrzeganego jako paliwo „mniej emisyjne”. Tymczasem po podjęciu kroków w celu uniezależnienia się od rosyjskich dostaw rośnie import z USA. W 2023 r. największym dostawcą LNG do UE były Stany Zjednoczone (skąd pochodziło niemal 50% importu). W 2023 r. w porównaniu z 2021 r. import tego surowca z USA wzrósł niemal trzykrotnie²⁰.

RYS. 7 **MOCE WYTWÓRCZE ZASILANE GAZEM, WĘGLEM I ENERGIA JĄDROWĄ W UE-27 W LATACH 2014-2021, NA PODSTAWIE PIE²¹**



ŹRÓDŁO: Polski Instytut Ekonomiczny.

Europejskie zasoby kopalne są ograniczone i w dużej mierze zależą od importu, co naraża kontynent na wahania cen i ryzyka geopolityczne. Wobec tego kluczowe jest inwestowanie w technologie o najniższych kosztach paliwa, które zapewnią stabilność cenową i bezpieczeństwo energetyczne. Rozwój odnawialnych źródeł energii oraz energetyki jądrowej może stać się fundamentem transformacji, minimalizując zależność od importowanych surowców.

Parlament Europejski 24 czerwca 2021 r. zatwierdził Europejskie prawo o klimacie, dzięki czemu dążenia do redukcji emisji o 55% do 2030 r. oraz neutralności klimatycznej do 2050 r. stały się prawnie wiążące, przybliżając UE do osiągnięcia ujemnych emisji po 2050 r. i potwierdzając jej wiodącą rolę w globalnej walce ze zmianą klimatu. Od wprowadzenia tych unijnych przepisów sytuacja geopolityczna uległa znaczącej zmianie. Stanowisko prezydenta w Białym Domu ponownie objął Donald Trump, który już w pierwszym dniu swojego urzędowania wycofał się z porozumień paryskich²² oraz Inflation Reduction Act, przy czym efekty

18 J. Kajmowicz, Zielony Ład made in China. Pekin korzysta z unijnej transformacji, 24.04.2024, <https://energetyka24.com/oze/analizy-i-komentarze/zielony-lad-made-in-china-chiny-korzystaja-z-unijnej-transformacji>.

19 A. Fedorska, Katarczycy grożą Europie zamknięciem gazowego kurka, 31.12.2024, <https://biznesalert.pl/katar-europa-kurek-gaz-energetyka/>.

20 Skąd UE czerpie gaz?, 31.01.2025, <https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/>.

21 Bezpieczeństwo dostaw gazu w UE. Od kryzysu do niezależności, 30.06.2023 <https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2023/06/PP-1-2023-Bezpiecz-gazowe.pdf>.

22 Donald Trump wycofuje USA z porozumienia paryskiego. Ekspert ostrzega, 22.01.2025, <https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/prof-bogdan-chojnicki-usa-traca-w-wyscigu-o-odnawialne-zrodla-energii/8fe3yxp>.

tego ostatniego wydają się jeszcze bardziej wątpliwe (m.in. ładowarki EV, morska energetyka wiatrowa)²³ niż wysiłki europejskie w ramach Zielonego Ładu. Dodatkowo w wyniku ataku Rosji na Ukrainę kwestia bezpieczeństwa (energetycznego) wysunęła się na pierwszy plan.

Chociaż USA stawia na wydobycie swoich własnych surowców – ropy naftowej i gazu – amerykańskie podejście do energetyki jądrowej uległo zmianie i wyróżnia się zdecydowanie większym rozmachem i integracją nowych technologii niż tradycyjne modele. Giganci technologiczni, tacy jak Google i Amazon, planują wdrożenie małych reaktorów modułowych (SMR) oraz inwestycje o wartości ok. 500 mld dolarów, łączące rozwój sztucznej inteligencji z zapewnieniem stabilnej energetyki. Według raportu Departamentu Energii USA z września 2024 r. do 2050 r. kraj będzie potrzebował dodatkowych 200 GW mocy reaktorów. Całość przedsięwzięć ma być realizowana z rozmachem porównywalnym do projektu Manhattan, m.in. w ramach inicjatywy STARTGATE²⁴.

2.2.2 KONKURENCYJNOŚĆ GOSPODARKI EUROPEJSKIEJ A TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

W ostatnich latach zauważa się wyraźny spadek konkurencyjności, produktywności i innowacyjności Unii Europejskiej względem USA i Chin. Jednym z głównych problemów są bardzo wysokie ceny energii, które w pierwszej kolejności prowadzą do drastycznego spadku wartości inwestycji, zarówno publicznych, jak i prywatnych, odpływu inwestorów, a także do zjawiska nazywanego deindustrializacją UE. Dotyczy to szczególnie gałęzi przemysłu intensywnie zużywających energię, takich jak przemysł metalowy i chemiczny.

Trafną diagnozę stanu gospodarki europejskiej stanowi raport Mario Draghiego²⁵. Autor w sposób pośredni krytykuje w nim dotychczasowe działania w obszarze unijnej polityki klimatycznej. Wzrost cen energii jest wg niego w pierwszej kolejności efektem wadliwie zaprojektowanych mechanizmów dekarbonizacji. Europejska polityka w zbyt dużym stopniu, w porównaniu do USA czy Chin, nałożyła ciężary finansowe na producentów i konsumentów, traktując je jako główny mechanizm transformacji. Obciążenia te skutkują spowolnieniem wzrostu gospodarczego. Kluczowym wyzwaniem pozostaje wdrożenie mechanizmów wsparcia, które pozwolą zrównoważyć te negatywne skutki i zapewnią długoterminowe korzyści płynące z transformacji energetycznej²⁶. Mimo tych wszystkich zjawisk Unia Europejska w bardzo powolnym tempie dopuszcza rozwój technologii jądrowych jako jednego z niskoemisyjnych źródeł energii. Choć powiał polityczny wiatr zmian, wciąż brakuje konkretnych, finansowych mechanizmów wsparcia rozwoju technologii jądrowych w Europie.

Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) zapewnia finansowanie projektów, które przyczynią się do osiągnięcia celów UE zarówno na terenie Unii, jak i poza jej granicami. Pomimo to przez ostatnie dwie dekady żadna inwestycja w nową elektrownię jądrową nie została sfinansowana. Nieznaczną zmianą nastąpiła w 2022 r., gdy energetyka jądrowa została ujęta w taksonomii. Oznacza to, że została ona uznana za jedną z technologii, które mogą przyczynić się do osiągnięcia celów klimatycznych Unii Europejskiej. Dzięki temu EBI może teraz angażować się w finansowanie tych projektów związanych z energią jądrową, które wcześniej mogłyby się nie kwalifikować do wsparcia w ramach polityki UE. Należy jednak zauważyć, że w odniesieniu do energetyki jądrowej wciąż stosuje się do tych inwestycji kryteria z 2013 r.²⁷

23 K. Snyder, IRA: efekty, koszty i odbiór społeczny, <https://www.izg.org.pl/ira-efekty-koszty-i-odbior-spoeczny/>.

24 E. Sayegh, Stargate AI project. The \$500 billion gamble to dominate the future, 22.01.2025, <https://www.forbes.com/sites/emilsayegh/2025/01/22/stargate-ai-project-the-500-billion-gamble-to-dominate-the-future/>.

25 The future of European competitiveness: Report by Mario Draghi, 17.09.2025 https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en.

26 T.G. Grosse, Unia diagnozuje i nie wyciąga wniosków, Warsaw Enterprise Institute, 2.10.2024, <https://wei.org.pl/2024/na-czym-swiat-stoi/tomaszgrosse/unia-diagnozuje-i-nie-wyciaga-wnioskow/>.

27 EIB energy lending policy, 8.05.2023, <https://www.eib.org/en/publications/20230164-eib-energy-lending-policy>.

Raport Draghiego wskazuje, że aby przyspieszyć dekarbonizację, należy wykorzystać wszystkie dostępne technologie i rozwiązania (np. odnawialne źródła energii, energię jądrową, wodór, magazynowanie energii), przyjmując podejście neutralne technologicznie oraz rozwijając ogólny system oparty na efektywności kosztowej. Raport podkreśla również, że **dekarbonizacja systemu energetycznego Europy oznacza masowe wdrożenie czystych źródeł energii o niskich kosztach marginalnej produkcji, takich jak odnawialne źródła energii i energia jądrowa**. Ścieżka dekarbonizacji UE nie może opierać się na podejściu „jedno rozwiązanie pasuje do wszystkich”.

RYS. 8 REKOMENDOWANE OBSZARY DZIAŁAŃ WEDŁUG RAPORTU DRAGHIEGO



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne.

Państwa członkowskie UE nie mają wystarczających środków budżetowych na transformację energetyczną i poprawę innowacyjności, więc rozważane jest zaciągnięcie przez UE długu, na wzór długu covidowego, „Next generation EU”, na nową politykę przemysłową. Transformacja energetyczna przesuwą się w stronę rezylencji gospodarki europejskiej. Oznacza to, że proces zmian, który zachodzi w Unii Europejskiej

(w kontekście zarówno polityki gospodarczej, jak i energetycznej), koncentruje się na budowaniu **zdolności gospodarki do radzenia sobie z kryzysami i przystosowania się do zmieniających się warunków**.

Rezyliencja odnosi się do zdolności systemu, w tym gospodarki, do szybkiego powrotu do normalności po kryzysie, przystosowania się do nowych wyzwań oraz minimalizowania skutków trudnych sytuacji. W kontekście gospodarki europejskiej będzie to oznaczać:

1. **zwiększenie odporności na kryzysy**: gospodarka powinna być mniej podatna na wstrząsy zewnętrzne, takie jak zmiany klimatyczne, kryzysy energetyczne, pandemie, wojny czy niestabilności geopolityczne.
2. **przekształcanie sektora przemysłowego**: zmiana gospodarki w kierunku bardziej zrównoważonej, w tym modernizacja przemysłu, może pozwolić na tworzenie nowych miejsc pracy, redukcję emisji CO₂ oraz uniezależnienie się od ryzyk związanych z tradycyjnymi gałęziami przemysłu.
3. **zwiększanie zdolności adaptacyjnych społeczeństwa**: wzrost odporności społecznej poprzez rozwijanie umiejętności, edukacji i innowacji technologicznych, które pomogą obywatelom i firmom lepiej radzić sobie w trudnych warunkach.

Transformacja energetyczna ma więc być dalej kluczowym elementem strategii konkurencyjności Unii Europejskiej. Komisja Europejska koncentruje się wciąż na rozwoju odnawialnych źródeł energii, modernizacji infrastruktury przesyłowej oraz technologii wodorowych, które mają na celu nie tylko redukcję emisji CO₂, ale także zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i gospodarczego w Europie. Niemniej zauważono, że energetyka jądrowa może być jednocześnie elementem wspierającym i składnikiem nowej strategii energetycznej. Przykładem mogą być rozwijane w Polsce inicjatywy jądrowe. Spółka PGE PAK Energia Jądrowa, której celem jest budowa elektrowni jądrowej w Koninie/Pątnowie w Wielkopolsce oraz spółka Orlen Synthos Green Energy, realizująca projekt SMR: BWRX-300 w kilku lokalizacjach, są pierwszymi w UE inicjatywami o charakterze partnerstwa publiczno-prywatnego w sektorze jądrowym.

3. ROLA ENERGETYKI JĄDROWEJ W GOSPODARCE



3.1 ROSNĄCE ZNACZENIE ENERGETYKI JĄDROWEJ

Rynek dostawców rozwiązań dla energetyki jądrowej rozwija się dynamicznie, a firm oferujących nowoczesne technologie i usługi przybywa na całym świecie. Jest to spowodowane głównie rosnącym zainteresowaniem reaktorami modułowymi (SMR) oraz technologiami nowej generacji (III+ oraz IV), co sprawia, że na rynek wkracza wielu nowych graczy. Największe koncerny, takie jak GE Hitachi, Rolls-Royce czy EDF, intensywnie inwestują w rozwój SMR-ów i innowacyjnych rozwiązań, które mają zwiększyć efektywność, bezpieczeństwo oraz możliwość integracji z odnawialnymi źródłami energii.

Dostawcy technologii jądrowych skupiają się na oferowaniu elastycznych rozwiązań dostosowanych do potrzeb energetyki lokalnej oraz wymogów środowiskowych i zmian klimatu, z którymi się aktualnie mierzymy. Nowe koncepcje technologii jądrowych są silnie wspierane przez rządy wielu krajów (Francja, Wielka Brytania, USA, Kanada, Chiny), co przyczynia się do intensywnego rozwoju sektora i rosnącej konkurencji między dostawcami. **Obecny renesans energetyki jądrowej na świecie wynika z potrzeby stabilnych, niskoemisyjnych źródeł energii, które mogą wspierać nie tylko transformację energetyczną, ale też rosnące zapotrzebowanie na energię wynikające z elektryfikacji wielu sektorów.** Rosnąca liczba firm i projektów związanych z energetyką jądrową pokazuje, że sektor ten wszedł w fazę intensywnego rozwoju, stając się jednym z filarów dekarbonizacji i stabilizacji systemów energetycznych na całym świecie. Według Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA) do 2050 r. moce jądrowe mogą wzrosnąć ponad dwukrotnie, osiągając nawet 890 GW, przy czym ok. 25% tego wzrostu będą stanowić małe reaktory modułowe (SMR). Taki wzrost wynika z coraz większego zapotrzebowania na stabilne, niskoemisyjne źródła energii przy jednoczesnym dążeniu do bezpieczeństwa energetycznego²⁸.

Zgodnie z analizą Goldman Sachs Research²⁹ energia jądrowa stanie się kluczowym elementem nowej infrastruktury energetycznej, budowanej z myślą o rosnącym zapotrzebowaniu na energię w centrach danych napędzanych przez sztuczną inteligencję. Obecnie centra danych odpowiadają w USA i Europie za ok. 2% zużycia energii elektrycznej. Prognozuje się, że „tylko” do 2030 r. zapotrzebowanie na energię w centrach danych wzrośnie o 160% w stosunku do 2023 r.

Odnawialne źródła energii mogą pokryć większość zapotrzebowania centrów danych, ale ich nieregularna produkcja uniemożliwia pełne zasilanie. W połączeniu z magazynowaniem energii mogą dostarczać do ok. 80% potrzebnej mocy, jednak konieczne jest stabilne źródło obciążenia bazowego. Energia jądrowa jest preferowaną opcją, ale czasochłonność i trudności związane z budową nowych elektrowni sprawiają, że gaz ziemny i OZE nadal będą tymczasowym, krótkoterminowym rozwiązaniem. Docelowo to energetyka

28 IAEA outlook for nuclear power increases for fourth straight year, adding to global momentum for nuclear expansion, 16.09.2024, <https://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/iaea-outlook-for-nuclear-power-increases-for-fourth-straight-year-adding-to-global-momentum-for-nuclear-expansion>.

29 Is nuclear energy the answer to AI data centers' power consumption?, 23.01.2025, <https://www.goldmansachs.com/insights/articles/is-nuclear-energy-the-answer-to-ai-data-centers-power-consumption>.

jądrowa będzie podstawowym, preferowanym źródłem zasilania dla gigantów technologicznych. To właśnie **globalna cyfryzacja może przyczynić się do przyspieszenia inwestycji w energetykę jądrową**, ponieważ brak stabilnych dostaw energii będzie jednym z głównych czynników ograniczających rozwój sektora IT.

Po 15 latach spadków zużycie energii w Europie ponownie rośnie, głównie za sprawą rosnącego zapotrzebowania centrów danych, napędzanych inwestycjami w sztuczną inteligencję. Jeśli podobny trend rozwoju centrów danych utrzyma się w całej Europie, liczba nowo budowanych centrów danych może osiągnąć 170 GW, co stanowi około jednej trzeciej szczytowego zapotrzebowania na energię w 2024 r. Gdyby wszystkie te centra danych zostały zrealizowane, wzrost zapotrzebowania na energię w godzinach szczytu w głównych regionach UE mógłby sięgnąć nawet 60%. W takim scenariuszu prognozuje się, **że zużycie energii w Europie wzrośnie o 10–15% w ciągu następnych 15 lat**³⁰.

3.2 ZAINTERESOWANIE ENERGETYKĄ JĄDROWĄ W POLSCE

W 2024 r. energetyka jądrowa wciąż pozostaje nieobecna w polskim miksie energetycznym, choć historia polskich działań w tej dziedzinie jest długa. Polska już w połowie XX w. dostrzegała potencjał atomu jako źródła energii oraz jego znaczenie dla nauki, medycyny, wojska i przemysłu energetycznego.

W 1955 r., z inicjatywy łódzkiego fizyka jądrowego prof. Andrzeja Sołtana, powołano Instytut Badań Jądrowych (IBJ). Początkowo funkcjonował on w ramach Polskiej Akademii Nauk, a następnie przeszedł pod zarząd Pełnomocnika Rządu do Spraw Wykorzystania Energii Jądrowej. W ośrodku badawczym w Świerku w 1958 r. uruchomiono pierwszy w Polsce reaktor jądrowy EWA (Eksperymentalny, Wodny, Atomowy), zakupiony w Moskwie i zmontowany przez polskich specjalistów. Wkrótce potem powstały kolejne urządzenia zaprojektowane i zbudowane przez polskich naukowców³¹.

Więcej informacji na temat historii energetyki jądrowej, w tym także w kontekście polskim, zamieszczono w kalendarium stanowiącym załącznik do niniejszego raportu.

W ostatnich latach, w obliczu globalnych wyzwań związanych z dekarbonizacją i zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, Polska wyraźnie zwiększyła swoje zaangażowanie w rozwój energetyki jądrowej. W tym kontekście zainteresowanie tą dziedziną skupiło się wokół wielkoskalowych reaktorów generacji III+, ale też wokół SMR, zwłaszcza w ciągu ostatnich pięciu lat. Polska dostrzegła konieczność dywersyfikacji źródeł energii oraz zmniejszenia zależności od paliw kopalnych, szczególnie tych importowanych. Rząd polski intensywnie pracuje nad realizacją Programu polskiej energetyki jądrowej, który przewiduje budowę pierwszych elektrowni jądrowych o większej mocy do roku 2036³². Należy przy tym pamiętać, że Program polskiej energetyki jądrowej obejmuje jedynie projekty, które mają pozostać pod ścisłą kontrolą Skarbu Państwa, i przewiduje możliwość budowy tylko wielkoskalowych wodnych reaktorów ciśnieniowych generacji III(+) w sprawdzonych rozwiązaniach (stan na luty 2025 r.) – nie uwzględnia więc inwestycji PGE PAK Energia Jądrowa oraz innych opartych o SMR-y. Celem Programu polskiej energetyki jądrowej

30 Data centers could boost European power demand by 30%, 7.02.2025, <https://www.goldmansachs.com/insights/articles/data-centers-could-boost-european-power-demand-by-30-percent>.

31 A.K. Wróblewski, *Sołtan Andrzej*, Biogramy [w:] Giganci nauki, <https://gigancinauki.pl/gn/biogramy/82634,Sołtan-Andrzej.html>; Pół wieku badań jądrowych w Polsce, 17.06.2005, <https://wiadomosci.gazeta.pl/wiadomosci/7,114873,2773265.html>; I. Cieszykowska (Puchalska), K.W. Fornalski, D. Gajda, P. Gajda, *Polska atomistyka / Polish Nuclear Science*, Wydawnictwo Instytutu Zrównoważonej Energetyki, grudzień 2017.

32 Wiceminister Przemysłu i Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej Wojciech Wrochna o aktualizacji PPEJ na spotkaniu prasowym, 12.12.2024, <https://www.gov.pl/web/przemysl/wiceminister-przemyslu-i-pelnomocnik-rzadu-ds-strategicznej-infrastruktury-energetycznej-wojciech-wrochna-o-aktualizacji-ppej-na-spotkaniu-prasowym>.

(Program PEJ) jest budowa oraz oddanie do eksploatacji w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 do ok. 9 GWe.

W ostatnich latach szczególny nacisk położono jednak na współpracę z partnerami zagranicznymi (m.in. USA, Kanadą, Koreą Południową, Francją i Wielką Brytanią), rozważanie technologii SMR oraz budowę zaplecza przemysłowego i kadrowego w Polsce. Oczekiwana jest modyfikacja PPEJ w odpowiedzi na nowe wyzwania i zmieniającą się sytuację geopolityczną.

Energetyka jądrowa do tej pory była ofiarą liberalnego rynku energii, ponieważ nie gwarantowała szybkiego zwrotu z inwestycji i była elementem burzliwej dyskusji o koniecznym wyborze „albo-albo”. Nie istniał kompromis między różnymi źródłami energii, a OZE było antagonizowane nie tylko z kopalnymi źródłami energii, ale też z energetyką jądrową. Po 2022 r. perspektywa uległa zmianie. Pierwsze sygnały przyszły już podczas pandemii, gdy przerwanie łańcuchów dostaw wpłynęło na rozwój OZE, a kolejny przełom nastąpił po agresji Rosji na Ukrainę, uwypuklając znaczenie stabilnych źródeł energii. Większość europejskich krajów dojrzała do decyzji o ograniczeniu swojej zależności od rosyjskiego gazu, ropy i innych surowców. Wciąż jednak grozi im uzależnienie od importu z Chin. Dopóki energia jądrowa nie została uwzględniona w taksonomii UE, uznawano ją za inwestycję obciążoną ryzykiem. W efekcie zmian otoczenia europejskiego zaczęła być jednak postrzegana jako kluczowy element bezpieczeństwa energetycznego i doskonałe rozwiązanie w czasach kryzysu. Aktualnie dyskusje dotyczące energetyki powinny więc skupiać się wokół tezy:

**„Atom w podstawie to gwarancja bezpieczeństwa energetycznego i gospodarczego,
a także ścieżka do realizacji celów klimatycznych”.**

Z tej perspektywy polskie inwestycje w źródła jądrowe są tym bardziej uzasadnione, a aspekty związane z bezpieczeństwem energetycznym, już wcześniej leżące u podstaw tych inwestycji, obecnie stają się kluczowe.

Rok 2025 będzie niewątpliwie szansą na zredefiniowanie Programu polskiej energetyki jądrowej wobec dynamicznych zmian zachodzących w otoczeniu i oczekiwań przemysłu oraz biznesu nie tylko na poziomie krajowym, ale też światowym.

3.3 IDENTYFIKACJA AKTYWNOŚCI RYNKOWYCH PRZEDSIĘBIORSTW I SEKTORA ENERGETYKI W POLSCE

W polskim sektorze energetycznym można zaobserwować aktualnie szeroki zakres działań związanych z transformacją energetyczną i przejściem na źródła niskoemisyjne. W sektorze energii odnawialnej nastąpił dynamiczny wzrost inwestycji w farmy wiatrowe, fotowoltaikę oraz technologie magazynowania energii. Polskie spółki energetyczne angażują się w rozwój nowych projektów gazowych oraz planowanie małych reaktorów modułowych (SMR), które mają wspierać stabilność systemu energetycznego przy jednoczesnym ograniczeniu emisji CO₂ oraz spadku cen energii.

Polska podjęła strategiczną decyzję o rozwoju energetyki jądrowej w celu zwiększenia stabilności i bezpieczeństwa energetycznego. W ramach realizacji Polskiego programu energetyki jądrowej spółka Polskie Elektrownie Jądrowe realizuje projekt budowy reaktorów AP1000 (Westinghouse) w gminie

Choczewo w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino³³. Rozwiązaniem wielkoskalowym jest również zainteresowana spółka PGE PAK Energia Jądrowa, która rozważa budowę elektrowni jądrowej w regionie konińskim³⁴. Sama spółka PGE analizuje Bełchatów pod kątem budowy elektrowni jądrowej oraz aktywnie zabiega o wskazanie go jako drugiej lokalizacji w Polsce do rozpoczęcia inwestycji jądrowej, zaraz po Choczewie³⁵.

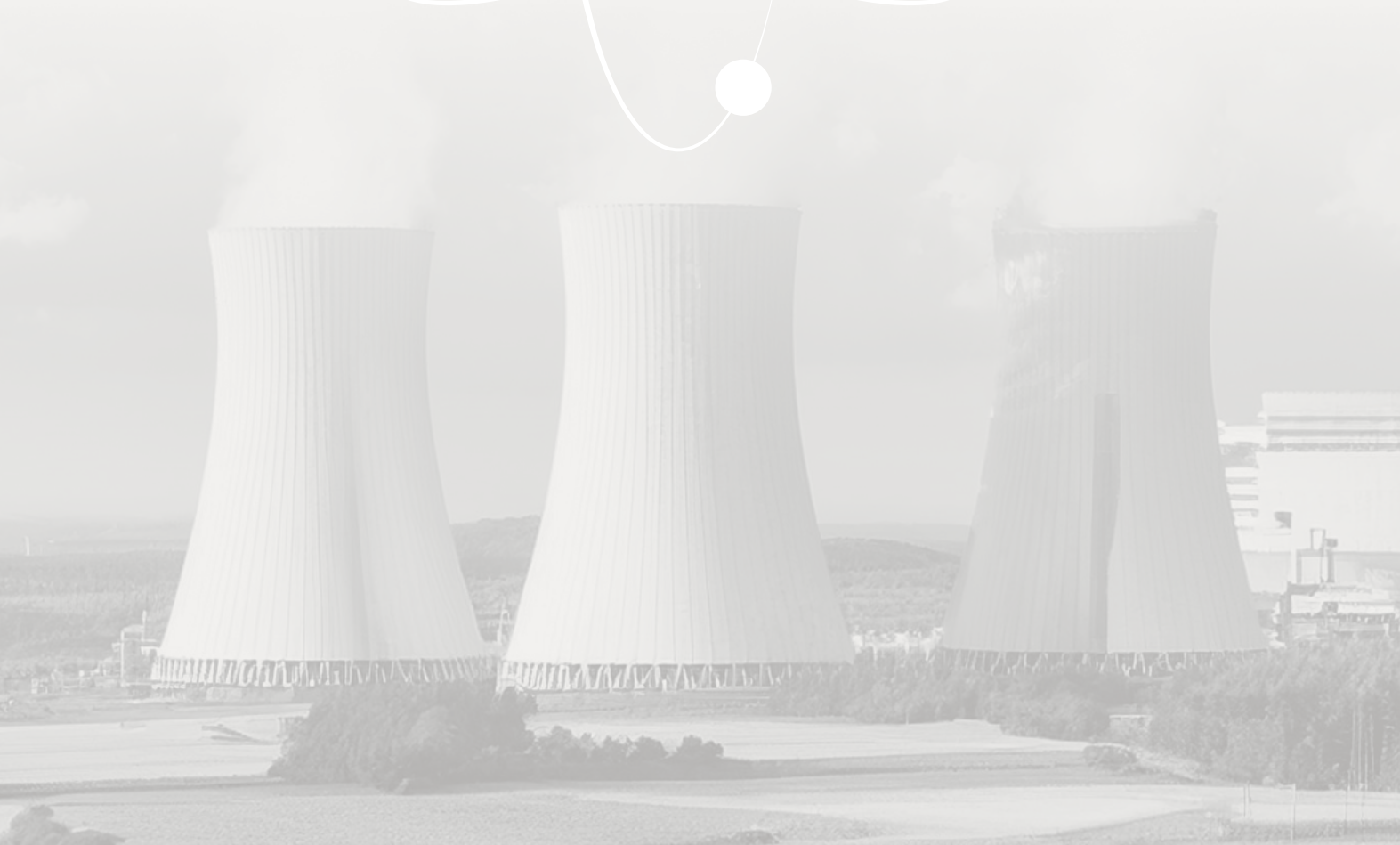
Z kolei ORLEN, KGHM czy Industria pracują nad rozwojem SMR-ów, które mają być wdrażane na mniejszą skalę i umożliwić elastyczniejsze dostosowanie do lokalnych potrzeb. TAURON oraz Enea także wykazują zainteresowanie tym tematem, analizując potencjał inwestycyjny dla SMR po 2035 r. Projekty te wpisują się w ogólnokrajowy plan dywersyfikacji źródeł energii i przejście na technologie niskoemisyjne, a także stanowią istotny element przyciągania inwestycji zagranicznych i rozwoju lokalnych kompetencji technologicznych.

33 Polskie Elektrownie Jądrowe, <https://pej.pl/strona-glowna>.

34 PGE PAK Energia Jądrowa otrzymała decyzję zasadniczą w sprawie budowy elektrowni jądrowej, 27.11.2024, <https://www.zepak.com.pl/pl/o-firmie/biuro-prasowe/aktualnosci/15212-pge-pak-energia-jadrowa-otrzymala-decyzje-zasadnicza-w-sprawie-budowy-elektrowni-jadrowej.html>.

35 PGE rekomenduje rządowi Bełchatów jako lokalizację elektrowni jądrowej, 4.12.2024, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/PGE-rekomenduje-rzadowi-Belchatow-jako-lokalizacje-elektrowni-jadrowej-8856018.html>.

4 POLSKI POTENCJAŁ COAL-TO-NUCLEAR



4.1 WYNIKI FAZY A PROJEKTU DESIRE

Zmiana zachodząca w sektorze energetyki w Polsce wymaga opracowania spójnego planu transformacji realizowanych w ramach różnych ścieżek. Na ten sygnał odpowiada projekt **„DEsire – Plan dekarbonizacji krajowej energetyki poprzez modernizację z wykorzystaniem reaktorów jądrowych”³⁶**.

Średnia wieku eksploatacji funkcjonujących bloków węglowych w Polsce wynosi ponad 40 lat, a wiele z nich pomimo licznych modernizacji zbliża się do końca swojej żywotności. Do 2040 r. bloki te będą stopniowo wycofywane z użytku, co stawia Polskę przed wyzwaniem zapewnienia stabilnych i zrównoważonych źródeł energii.

„Coal-to-Nuclear” to idea polegająca na zastąpieniu elektrowni węglowych źródłami jądrowymi, co ma na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych. Proces ten obejmuje przekształcenie istniejących infrastruktur węglowych w jednostki wykorzystujące energię jądrową, co pozwala na wykorzystanie istniejących sieci przesyłowych i zasobów kadrowych³⁷.

Inwestycja typu **brownfield** w kontekście energetyki jądrowej odnosi się do realizacji nowej instalacji jądrowej na terenie istniejącej elektrowni lub elektrociepłowni, zazwyczaj węglowej. Oznacza to wykorzystanie już zurbanizowanego obszaru przemysłowego, który posiada rozwiniętą infrastrukturę techniczną, przyłącza sieciowe oraz dostęp do wykwalifikowanej kadry. Ta ścieżka jest jedną z dostępnych i najczęściej analizowanych na świecie ścieżek transformacji Coal-to-Nuclear.

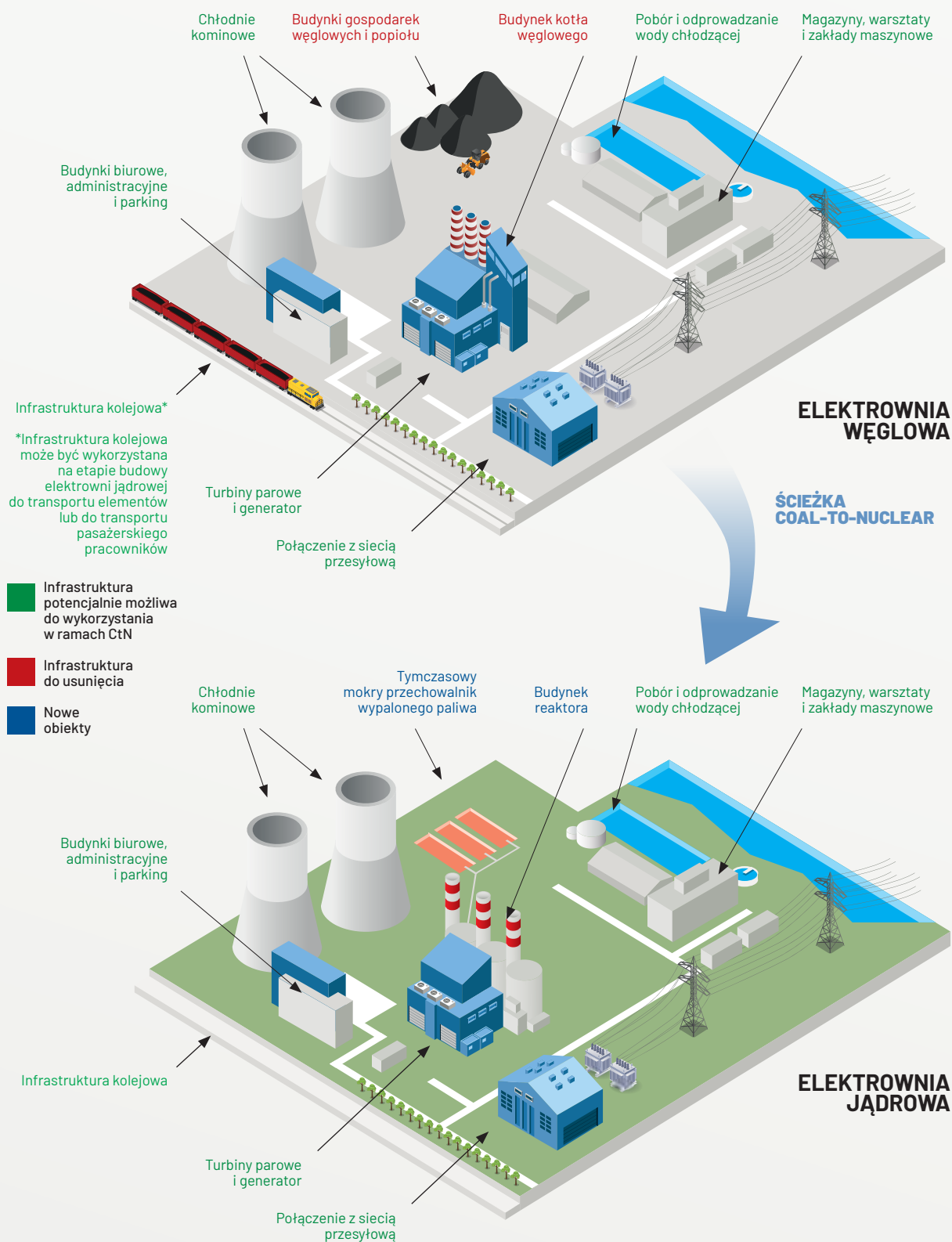
Dzięki takiemu podejściu zakłada się możliwość zminimalizowania kosztów, ograniczenie czasu przestojów – szybszy *repowering*, co jest istotne z punktu widzenia zarówno ekonomicznego, jak i zapewnienia ciągłości dostaw energii. Podejście to może wiązać się również z wyzwaniami i ryzykami związanymi z dostosowaniem starej infrastruktury do nowej technologii.

36 DEsire, <https://projektdesire.pl/>.

37 Energetyka jądrowa – jak to działa?, 12.08.2024, <https://sobieski.org.pl/broszura-informacyjna-pt-energetyka-jadrowa-jak-to-dziala/>.

RYS. 9

RETROFIT ŚCIEŻKĄ COAL-TO-NUCLEAR - OD ELEKTROWNI WĘGLOWEJ DO JĄDROWEJ



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne.

W przypadku **inwestycji greenfield** nowy obiekt budowany jest na niezagospodarowanym terenie i oznacza konieczność przygotowania całej infrastruktury od podstaw, w tym przyłączy do sieci elektroenergetycznej, dróg dojazdowych i innych kluczowych elementów. Rozwiązanie to, chociaż bardziej czasochłonne i kosztowniejsze niż inwestycja *brownfield*, pozwala na optymalne zaprojektowanie obiektu zgodnie z najnowszymi standardami. W przypadku ścieżki Coal-to-Nuclear o tego typu inwestycjach można mówić, gdy retrofit następuje w obrębie regionu, a niekoniecznie konkretnej lokalizacji. W tym przypadku wykorzystuje się potencjał i zasoby regionu, tj. jego „gotowość” na stosunkowo dużą inwestycję w nowe źródło energii – istniejącą infrastrukturę transportową, potencjalnych lokalnych podwykonawców, zasoby ludzkie i wykwalifikowaną kadrę (dla specjalności niejądrowych), odbiorców energii.

Planując szeroko zakrojony retrofit jądrowy, warto już teraz rozpocząć przygotowania i przeprowadzić wstępną analizę potencjału technicznego istniejącej infrastruktury. Przy wyborze potencjalnych lokalizacji dla zastąpienia bloków węglowych blokami jądrowymi kluczowe jest uwzględnienie działań mających na celu utrzymanie infrastruktury w dobrym stanie. Wczesne przygotowania umożliwią identyfikację bloków kwalifikujących się do modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych, a także opracowanie harmonogramu działań, tak aby zminimalizować ryzyko przestoju i optymalnie rozłożyć koszty inwestycji. Pozwolą również na stworzenie akceptowalnego planu przebranżowienia i utrzymania kadr z zamykanych elektrowni. Podjęcie działań już teraz pozwoli na płynne przejście od energetyki węglowej do bardziej zrównoważonych rozwiązań, zabezpieczając przyszłość energetyczną Polski.

Ścieżka Coal-to-Nuclear umożliwia wykorzystanie istniejących lokalizacji elektrowni węglowych, które dysponują już niezbędną infrastrukturą przesyłową oraz połączeniami z siecią energetyczną, a także skorzystanie z potencjału tkwiącego w regionie. Taka strategia pozwala na efektywne zagospodarowanie zasobów i obniżenie kosztów inwestycji związanych z budową nowych obiektów.

W ramach fazy A **projektu DEsire** Energoprojekt-Katowice przygotował raport pt. *Identyfikacja i analiza krajowej infrastruktury energetycznej i towarzyszącej pod kątem jej adaptacji z zastosowaniem reaktorów jądrowych generacji III/III+ i IV*.

Celem raportu było dostarczenie wiedzy o **stanie technicznym krajowej infrastruktury energetycznej i towarzyszącej** w kontekście jej wykorzystania w procesach modernizacji (dekarbonizacji) **scentralizowanych systemów wytwarzania energii elektrycznej (i ciepła), tj. w elektrowniach i elektrociepłowniach**. W ramach prac oceniono stan techniczny nie tylko bloków energetycznych, ale również infrastruktury pomocniczej, systemów wyprowadzenia mocy, jak też sieci transportu lądowego. Analizy miały dostarczyć odpowiedzi na pytanie, jakich nakładów pracy wymaga retrofit jądrowy polskiego parku wytwórczego i które lokalizacje mają najlepszy potencjał do takiej dekarbonizacji. **Analizie poddano 107 jednostek wytwórczych, wchodzących w skład 23 elektrowni/elektrociepłowni, o mocach elektrycznych w przedziale od 50 MWe do 1075 MWe**. Tworząc katalog informacji o tych jednostkach, korzystano głównie z ogólnodostępnych lub komercyjnie udostępnianych danych.

Analiza przeprowadzona przez Energoprojekt-Katowice wykazała, że w przypadku retrofitu z użyciem reaktorów III generacji żadna kluczowa część technologiczna istniejącej elektrowni nie może zostać zachowana. Różnice w parametrach termodynamicznych pary generowanej przez układ **reaktora III + generacji** a wymaganiami turbin parowych w istniejących elektrowniach uniemożliwiają dalsze wykorzystanie dotychczasowej wyspy turbinowej. Największy **potencjał istniejących lokalizacji elektrowni leży w ponownym wykorzystaniu infrastruktury elektrycznej oraz układu chłodzenia elektrowni**.

W ramach analiz brano pod uwagę również aspekt związany z dostępem do wody. Szacuje się, że elektrownia jądrowa potrzebuje około dwukrotnie więcej wody chłodzącej niż elektrownia węglowa. Dlatego

dostępność wody chłodzącej stanowi kluczowy czynnik dla funkcjonowania elektrowni jądrowej, mający również istotne znaczenie dla jej bezpiecznej eksploatacji.

W przypadku retrofitu bloku elektrowni z wykorzystaniem **reaktora IV generacji kluczowe znaczenie ma możliwość zachowania układu turbiny parowej w niemal niezmienionej formie w porównaniu do obecnego stanu eksploatacji**. Taka opcja pozwala na znaczne obniżenie kosztów inwestycyjnych związanych z planowanym retrofitem. Aby istniejąca turbina parowa mogła zostać adaptowana do zasilania parą generowaną przez reaktor jądrowy, niezbędna jest zgodność parametrów pary, takich jak temperatura, ciśnienie oraz strumień pary świeżej i wtórnej, z wymaganiami turbiny parowej.

W ramach przygotowań do projektu część zespołu badawczego (prof. dr hab. inż. Łukasz Bartela oraz dr inż. Paweł Gładysz) zidentyfikowała trzy reaktory IV generacji, które mogą efektywnie współpracować z typowymi turbozespołami stosowanymi w polskich blokach węglowych. Wyniki tej analizy zawarto w opracowaniu *Re-using coal power plant assets in a fully decarbonized polish power sector*. Przeanalizowano reaktory: Kairos Power Fluoride salt-cooled High temperature Reactor (KP-FHR), ThorCon Molten Salt Reactor (MSC ThorCon), oraz High-Temperature gas-cooled Reactor Pebble-bed Module (HTR-PM). W badaniu oceniono ich kompatybilność z blokami energetycznymi, w których temperatura pary wynosiła od 538 do 583°C. Dla reaktora HTR-PM możliwe jest osiągnięcie 600°C, a poprzez modyfikacje układu turbozespołu można dostosować temperaturę pary do wymaganych wartości. Warto zwrócić uwagę, że choć to rozwiązanie wydaje się atrakcyjne, to wciąż jest rozwiązaniem koncepcyjnym, z uwagi na gotowość technologiczną reaktorów IV generacji. W pełni komercyjne zastosowanie spodziewane jest na przełomie lat 30. i 40.

W ramach analizy założono, że ograniczenie jej **do stosunkowo nowych bloków zwiększy szansę na to, że stan istniejącej infrastruktury, zwłaszcza generatora i turbozespołu, które będą dalej eksploatowane w przypadku retrofitu, jest na dobrym poziomie**. Jako warunek konieczny do kwalifikacji bloku do retrofitu reaktorem IV generacji przyjęto datę oddania do eksploatacji, która nie mogła być wcześniejsza niż rok 2007.

W wyniku analizy pozyskanych danych oraz przyjęcia kryteriów opisanych szczegółowo w zadaniu badawczym – „Identyfikacja i analiza krajowej infrastruktury energetycznej i towarzyszącej pod kątem jej adaptacji z zastosowaniem reaktorów jądrowych generacji III/III+ i IV” – **do dalszych pogłębionych analiz technicznych zostały wytypowane:**

– **dla retrofitu reaktorami III+ generacji:**

- Elektrownia Kozienice,
- Elektrownia Połaniec,
- Elektrownia Dolna Odra,
- Elektrownia Ostrołęka,

– **w przypadku retrofitu reaktorami IV generacji:**

- Blok nr 5 w Elektrowni Opole,
- Blok energetyczny – EC Puławy.

Powyższe lokalizacje w ramach projektu DEsire uznaje się za najbardziej perspektywiczne pod względem technicznym dla retrofitu jądrowego.

Baza danych o blokach węglowych i ranking retrofitu to cenne narzędzie, które może potencjalnie wskazać najbardziej obiecujące kierunki inwestycyjne w zakresie modernizacji energetyki w Polsce. Dzięki szczegółowej analizie technicznej narzędzie to może pomóc w zidentyfikowaniu bloków, które mają największy potencjał do przekształcenia ich w nowoczesne, niskoemisyjne źródła energii, np. poprzez zastosowanie reaktorów jądrowych.

Jednakże, **aby podjąć ostateczne decyzje inwestycyjne, każdy z właścicieli bloków węglowych musi przeprowadzić pogłębione analizy uwzględniające dodatkowe czynniki, które nie są objęte raportem, takie jak stan infrastruktury lokalnej, dostępność zasobów, aspekty środowiskowe oraz ekonomiczne i prawne uwarunkowania, które często nie są informacjami jawnymi. Zamierzenia inwestycyjne powinny brać pod uwagę również zdolność inwestora do realizacji inwestycji jądrowej w kontekście innych przedsięwzięć planowanych, w szczególności przez spółki Skarbu Państwa, do 2040 r. Tylko kompleksowe podejście pozwoli na wybór optymalnych strategii Coal-to-Nuclear, które przyniosą korzyści zarówno dla inwestorów, jak i dla polskiego sektora energetycznego.**

W Polsce, aby realizować inwestycje, które wpisują się w idee Coal-to-Nuclear, konieczne jest spełnienie szeregu wymagań prawnych i regulacyjnych, które są szczególnie rygorystyczne w przypadku obiektów jądrowych. Mają one przede wszystkim zapewnić bezpieczeństwo. Wymagania te obejmują uzyskanie zezwoleń na budowę, eksploatację oraz zamknięcie elektrowni jądrowej, a także przeprowadzenie szczegółowych ocen oddziaływania na środowisko.

Zasadniczymi aktami prawnymi regulującymi wymagania formalne i ścieżkę administracyjną prowadzącą do otrzymania zezwolenia na budowę elektrowni jądrowej w Polsce są:

- Ustawa z dnia 29 listopada 2000 r. *Prawo atomowe*;
- Ustawa z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw.

Polskie Prawo atomowe jest silnie związane z normami międzynarodowymi, a jego fundamenty opierają się na zaleceniach Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA). Agencja ta, obok innych międzynarodowych instytucji, takich jak Europejska Wspólnota Energii Atomowej (EURATOM), wydaje rekomendacje dotyczące bezpieczeństwa, które są implementowane w przepisach krajowych. Wśród kluczowych wytycznych IAEA znajdują się normy bezpieczeństwa, które obejmują podstawowe zasady, wymagania oraz zalecenia mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa jądrowego. Normy te stanowią globalny punkt odniesienia dla ochrony ludzi i środowiska, wspierając harmonizację wysokiego poziomu bezpieczeństwa na całym świecie. Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej opracowała trzy zestawy publikacji w ramach swoich norm bezpieczeństwa:

- **Podstawy bezpieczeństwa (Safety Fundamentals), określające** fundamentalne cele oraz zasady ochrony i bezpieczeństwa.
- **Wymagania bezpieczeństwa (Safety Requirements),** definiujące wymagania, które muszą zostać spełnione, aby zapewnić bezpieczeństwo ludzi i środowiska, zarówno obecnie, jak i w przyszłości.
- **Przewodniki bezpieczeństwa (Safety Guides),** zawierające szczegółowe zalecenia i wskazówki dotyczące przestrzegania poszczególnych wymagań.

W Polsce szczególny nacisk kładzie się na zgodność z międzynarodowymi standardami, co jest warunkiem *sine qua non* dla realizacji projektów jądrowych, w tym inicjatyw typu Coal-to-Nuclear.

W ramach fazy A projektu DEsire Instytut Chemii i Techniki Jądrowej przeprowadził analizę ww. regulacji prawnych, wymogów formalnych oraz zaleceń międzynarodowych oraz krajowych. Efektem tego było opracowanie dokumentu pt. *Katalog zasadniczych rozwiązań projektowych oraz organizacyjnych dotyczących bezpieczeństwa jądrowego bloków energetycznych przewidzianych do modernizacji poprzez zastosowanie*

reaktorów jądrowych. Przedmiotem analizy były obszary, istotne z punktu bezpieczeństwa całego procesu modernizacji Coal-to-Nuclear, obejmujące takie zagadnienia jak:

- a) formalne wymagania oraz zalecenia nakładane przez organizacje międzynarodowe oraz krajowe na proces projektowania oraz eksploatacji systemów energetyki jądrowej;
- b) stosowane rozwiązania systemów zabezpieczeń samego reaktora, obiegu cieplnego turbiny parowej oraz infrastruktury pomocniczej;
- c) potencjalne zagrożenia jądrowe dla personelu bloku oraz lokalnej ludności;
- d) zarządzanie zużytym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi.

Na ich podstawie zidentyfikowano zestaw kryteriów, które muszą być wzięte pod uwagę przy ocenie bezpieczeństwa całego procesu modernizacji istniejących bloków węglowych.

Przyjęte kryteria oceny wykazały, że kluczowe aspekty bezpieczeństwa w dużej mierze zależą od lokalizacji planowanej modernizacji. W ramach tej analizy uwzględniono również czynniki wykluczające inwestycję, jak np. „występowanie w rejonie lokalizacji złóż kopalin lub usytuowanie kopalni lub prowadzenie działalności górniczej w tym regionie w ciągu ostatnich 60 lat”.

Wobec wysokich standardów bezpieczeństwa jądrowego wszystkie oceniane technologie uzyskały porównywalne wyniki. Warto podkreślić, że **w obowiązującym polskim prawie konstrukcje SMR są traktowane na równi z dostępnymi obecnie na rynku reaktorami wielkoskalowymi. Wynika to z regulacji, które zakładają technologiczną neutralność – bez znaczenia jest typ reaktora (PWR vs. BWR) oraz jego wielkość (wielkoskalowe vs. SMR).**

Analiza czynników wpływających na bezpieczeństwo jądrowe bloków węglowych, planowanych do modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych, wykazała, że **z punktu widzenia bezpieczeństwa najkorzystniejsze dla retrofitu jądrowego są:**

– **dla retrofitu reaktorami III+ generacji:**

- Kozienice,
- Połaniec,
- Dolna Odra,
- Ostrołęka;

– **dla retrofitu reaktorami IV generacji:**

- Opole,
- Puławy.

W analizach prowadzonych w ramach projektu przyjęto założenie, że inwestycja jądrowa realizowana jest na terenie istniejącej elektrowni lub elektrociepłowni węglowej. Oznacza to, że rozważany scenariusz odpowiada ścieżce Coal-to-Nuclear, określanej w literaturze fachowej jako podejście 'brownfield'.

Należy jednak zaznaczyć, że **powyższa analiza została przeprowadzona na podstawie obowiązujących przepisów prawa według stanu na lata 2022–2023. Aktualnie planowane są zmiany mogące wpłynąć na wymagania dotyczące przyszłych elektrowni jądrowych, a wymagania do tej pory uważane za wykluczające mogą zostać złagodzone**, jeśli tylko zostaną poparte analizami zaproponowanych rozwiązań, które

udowodnią możliwość bezpiecznej eksploatacji i redukcji skutków awarii reaktora jądrowego. W marcu 2024 r. do konsultacji publicznych został przekazany Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania wstępnej oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu energetyki jądrowej będącego równocześnie obiektem jądrowym, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za nadający się do lokalizacji obiektu energetyki jądrowej będącego równocześnie obiektem jądrowym oraz szczegółowego zakresu wstępnego raportu lokalizacyjnego dla takiego obiektu. Projekt jest wciąż na etapie opiniowania (luty 2025 r.), ale można się spodziewać wejścia w życie rozporządzenia w 2025 r.³⁸

4.2 POTENCJAŁ KRAJOWEJ ENERGETYKI ZAWODOWEJ W ŚCIEŻCE COAL-TO-NUCLEAR

Wynikiem fazy A Projektu było przyjęcie założenia, że **w przypadku modernizacji elektrowni z wykorzystaniem reaktorów III+ generacji wszystkie główne części technologiczne dotychczasowej elektrowni są zastępowane**, co oznacza, że stara infrastruktura praktycznie nie jest wykorzystywana. **W przypadku zastosowania reaktorów III generacji wykorzystać można jedynie infrastrukturę przesyłową i systemy towarzyszące.** Wraz z wymianą kotła konieczna będzie również wymiana wyspy turbinowej, co znacznie ogranicza stopień integracji i zyski ekonomiczne płynące z wykorzystania części energetycznej bloku węglowego. Z drugiej strony, stosując nowoczesne rozwiązania oparte na reaktorach IV generacji, można w wybranych przypadkach osiągnąć wyższy stopień integracji. Literatura fachowa klasyfikuje tzw. ścieżkę „direct” jako wariant retrofitów, zakładający możliwość wykorzystania w inwestycjach jądrowych także kluczowych elementów infrastruktury istniejących bloków węglowych, w tym wysp turbinowych. Eksperti z Politechniki Śląskiej oraz Energoprojektu-Katowice uznali jednak, że ścieżka ta w warunkach polskich ma charakter wyłącznie hipotetyczny. Główną barierą jest brak dostępnych na rynku europejskim reaktorów IV generacji, które są niezbędne do realizacji tej koncepcji. Ponadto w Polsce nie planuje się obecnie budowy nowych bloków węglowych, które mogłyby w przyszłości zostać objęte takimi inwestycjami.

Z tego powodu w ramach fazy A projektu proponuje się wprowadzenie nowego parametru oceny, jakim jest „emisyjność jednostkowa produkcji energii w odniesieniu do emisji CO₂ dla zastępowanej elektrowni”. Oznacza to, że przy ocenie opłacalności i korzyści modernizacji brana będzie pod uwagę efektywność redukcji emisji dwutlenku węgla. Taki parametr miałby na celu promowanie modernizacji przede wszystkim tam, gdzie obecne źródła energii wytwarzają najwięcej CO₂ na jednostkę wyprodukowanej energii. W praktyce oznacza to, że modernizacje reaktorów będą bardziej opłacalne w lokalizacjach, gdzie stare elektrownie węglowe lub inne wysokoemisyjne źródła energii będą zastępowane nowoczesnymi, niskoemisyjnymi technologiami jądrowymi, co przyczyni się do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych. Takie podejście do Coal-to-Nuclear wspiera globalne działania mające na celu ograniczenie globalnego ocieplenia poprzez zmniejszenie emisji dwutlenku węgla.

Operator systemu przesyłowego energii elektrycznej – Polskie Sieci Elektroenergetyczne – opublikował w grudniu 2024 r. raport dotyczący rozwoju polskiej sieci elektroenergetycznej w latach 2025–2034³⁹. Luka wytwórcza ma w 2031 r. wynosić 6,4 GW. W kolejnych latach ma się zwiększać aż do poziomu 18 GW w 2040 r. W raporcie PSE zaznacza, iż wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna może być wyższa ze względu na tempo transformacji energetycznej, wystąpienie skrajnie niekorzystnych warunków klimatycznych, niepewność

38 Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania wstępnej oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu energetyki jądrowej będącego równocześnie obiektem jądrowym, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za nadający się do lokalizacji obiektu energetyki jądrowej będącego równocześnie obiektem jądrowym oraz szczegółowego zakresu wstępnego raportu lokalizacyjnego dla takiego obiektu, 29.03.2024, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12383601>.

39 Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034 uzgodniony, 2.01.2025, <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>.

co do terminowej realizacji inwestycji zakontraktowanych w ramach rynku mocy oraz niepewność co do terminów trwałych odstawień istniejących jednostek wytwórczych biorących udział w bilansowaniu systemu.

Powyższa sytuacja wynika m.in. ze starzenia się infrastruktury, rosnących kosztów operacyjnych i zakończenia wsparcia finansowego dla elektrowni węglowych. Szacuje się, że ok. 8 GW mocy węglowej może zostać wycofane z eksploatacji już po 2025 r., a kolejne 6 GW – w latach 2029–2030. Najpóźniej do 2035 r. planowane jest zakończenie działalności kolejnych bloków węglowych, co oznacza stopniowe wygaszanie większości tych elektrowni. Na decyzje te wpływ mają zarówno czynniki ekonomiczne, jak i środowiskowe, w tym rosnące ceny emisji CO₂. **Zgodnie z nowymi regulacjami od 2025 r. elektrownie węglowe nie będą mogły otrzymywać wsparcia w ramach mechanizmu rynku mocy, jeśli emitują więcej niż 550 g CO₂ na kWh.** Na początku 2025 r. rząd przyjął projekt ustawy umożliwiający organizację dodatkowych aukcji na rynku mocy do 2028 r., szczególnie dla elektrowni opartych na węglu. Polski rząd uważa, że z uwagi na dynamiczne zmiany w systemie elektroenergetycznym, związane ze wzrostem produkcji z OZE, potrzebne jest kontynuowanie mechanizmu rynku mocy, który zapewnia wystarczalność zasobów wytwórczych⁴⁰. Jednak przy wynagradzaniu jednostek wytwórczych i magazynów energii za gotowość do dostarczania mocy – kluczowej dla stabilizacji systemu podczas transformacji energetycznej – istotne jest, aby **koszty wsparcia, takie jak kontrakty różnicowe i opłata mocowa, nie przełożyły się na znaczny wzrost rachunków za energię.** Należy również pamiętać, że począwszy od 2026 r. UE stopniowo przestanie wydawać darmowe uprawnienia do emisji CO₂ w ramach systemu ETS (do 2034 r. zostaną wycofane ostatecznie).

Wciąż brakuje jednak klarowności co do długoterminowej roli energetyki węglowej w Polsce, a kwestia jej dalszego funkcjonowania w ramach obecnych grup energetycznych pozostaje otwarta. Prace nad koncepcją przyszłości sektora węglowego trwają, a główne spółki, takie jak PGE i TAURON Polska Energia, przygotowują się na różne możliwe scenariusze. Jasne jest to, że konwencjonalne źródła energii są i będą wypierane przez tańszą energię z OZE. Przy czym wypychanie z rynku dyspozycyjnych węglowych źródeł (głównie bloków klasy 200 MWe) nie jest rekompensowane przez rozwój nowych, stabilnych i dyspozycyjnych źródeł. Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE) miała przejąć aktywa węglowe od dużych spółek energetycznych, takich jak PGE, TAURON, Enea i ORLEN, aby umożliwić im dalszy rozwój w kierunku źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Proces obejmował konsolidację elektrowni węglowych i kopalń węgla brunatnego w jednym podmiocie państwowym, co miało pozwolić koncernom na większą swobodę w inwestowaniu w odnawialne źródła energii oraz sieci dystrybucyjne poprzez dostęp do źródeł finansowania niedostępnych dla emitentów CO₂. Prace trwały od 2022 r., natomiast po zmianie rządu pomysł ostatecznie upadł na początku 2024 r., m.in. z uwagi na brak środków w wysokości ok. 175 mld zł, koniecznych do przekazania spółkom Skarbu Państwa w zamian za przejęcie aktywów węglowych. Prace nad nową koncepcją zarządzania aktywami węglowymi i zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego wciąż trwają⁴¹. Niezależnie od tego spółki energetyczne pracują nad alternatywnymi scenariuszami zarządzania aktywami węglowymi⁴².

Polska koncentruje się obecnie na transformacji energetycznej, w tym na rozwijaniu odnawialnych źródeł energii, takich jak fotowoltaika i energetyka wiatrowa. W związku z tym budowa nowych bloków węglowych nie jest priorytetem, kluczowym zadaniem stało się stopniowe wycofywanie istniejących. W Polsce realizowanych jest również zbyt mało nowych inwestycji w dyspozycyjne źródła, przez co rezerwa mocy pozostaje na niskim poziomie. **Z uwagi na zaawansowany wiek i – w konsekwencji – planowane wyłączenia oraz**

40 B. Sawicki, Rząd zapowiada kontynuowanie rynku mocy zapewniającego dostawę prądu, 18.02.2025, <https://energia.rp.pl/sieci-przesylowe/art41821451-rzad-zapowiada-kontynuowanie-rynku-mocy-zapewniajacego-dostawy-pradu>.

41 Rząd ma problem ze sztandarowym pomysłem PiS. „Tworzymy podmiot, który jest bankrutem”, 4.12.2024, <https://www.money.pl/gospodarka/rzad-ma-problem-ze-sztandarowym-pomyslem-pis-tworzymy-podmiot-ktory-jest-bankrutem-7099570473757344a.html>.

42 B. Sawicki, Najpierw reforma rynku mocy. Później wydzielenie, 10.09.2024, <https://www.parkiet.com/energetyka/art41100051-najpierw-reforma-rynku-mocy-pozniej-wydzielenie>.

dłuższe okresy postojów remontowych spada udział mocy dyspozycyjnych, a elastyczność źródeł nie rośnie. Wpływa to na pogarszanie się bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego⁴³.

Obecnie polski sektor elektroenergetyczny i ciepłowniczy posiada 303 większe bloki węglowe o łącznej mocy zainstalowanej 33,3 GWe, z czego 17,5 GWe przypada na jednostki zbudowane w ciągu ostatnich 20 lat (od 2000 r.) lub te, które przeszły znaczące modernizacje i remonty w tym okresie. Pozostałe 16,9 GWe pochodzi ze starszych elektrowni, które nie przeszły w ostatnim czasie żadnych poważnych modernizacji, a zatem można oczekiwać, że zostaną wycofane z eksploatacji i zastąpione niskoemisyjną energią wytwarzaną od podstaw⁴⁴.

Wielu inwestorów oraz wiele instytucji finansowych, zwłaszcza tych europejskich, unika angażowania się w projekty związane z paliwami kopalnymi ze względu na politykę ESG (*environmental, social, governance*), która kładzie nacisk na zrównoważony rozwój. W związku z tym koncerny energetyczne w Polsce mają ograniczoną zdolność kredytową i napotykają trudności w pozyskiwaniu kapitału, nawet na inwestycje niewęglowe. Jednocześnie konieczność utrzymania bloków węglowych oraz poniesienie kosztów srodkowych pogarsza sytuację finansową spółek energetycznych w segmencie konwencjonalnym^{45, 46}.

Nawet jeśli zostanie wdrożone rozwiązanie, które przedłuży eksploatację jednostek węglowych do lat 30., to około 2040 r. nadal będzie istniała poważna luka mocowa, której nie da się zastąpić tylko OZE, nawet przy zastosowaniu takich rozwiązań jak cable pooling i magazyny energii.

Chociaż na pierwszy rzut oka koszt LCOE systemu hybrydowego opartego na OZE i magazynach energii jest niższy, to nie jest w stanie zapewnić stabilnych i niezależnych od pogody dostaw. Różnicę można traktować jako koszty utrzymania bezpieczeństwa energetycznego. Więcej o wskaźnikach LCOE i VALCOE można znaleźć w raporcie *Coal-to-Nuclear dla Polski. Mechanizmy wsparcia*.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne wskazują, że już teraz potencjał OZE przekracza chłonność systemu przesyłu energii, tj. szczytowe zapotrzebowanie na energię wynosi ok. 25–26 GW, natomiast w systemie zainstalowane jest ok. 33 GW w OZE, a wydano kolejne warunki przyłączeniowe dla nowych 25 GW, w tym dla morskich farm wiatrowych oraz 27 GW dla magazynów energii⁴⁷.

Na podstawie analizy jednostek węglowych przeprowadzonej w fazie A Projektu **można oszacować, że całkowity potencjał w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear to ok. 17 GW⁴⁸, tj. obejmuje takie jednostki, które mają mniej niż 20 lat, a ich infrastruktura w perspektywie lat 30. XXI w. będzie nadawała się do modernizacji.** Pozostałe bloki są to jednostki stare, które będą konsekwentnie wygaszane. Po uwzględnieniu inwestycji w duże elektrownie jądrowe (6–9 GW), które miałyby pokryć niedobór mocy powstały po odstawianych jednostkach, wciąż pozostaje luka na poziomie 8–11 GW. Jest to wartość zbieżna z przewidywaniami PSE dotyczącymi deficytu mocy który ma wystąpić w latach 30. Warto również zauważyć, że odpowiada ona mniej więcej flocie około 40 bloków węglowych klasy 200 MW, które stanowią podstawę działania systemu elektroenergetycznego w Polsce. W ramach fazy A Projektu przeanalizowano 107 bloków o mocy od 50 do 1075 jednostek węglowych. Na podstawie aktualnego stanu prawnego oraz analizy technicznej do dalszej

43 Transformacja energetyczna w Polsce, Forum Energii, 2024, <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/15260-forum-energii-transformacja-2024.pdf>.

44 DESire, wyniki prac fazy A.

45 PGE pokazała wyniki. Zysk w górę, wydatki na inwestycje w górę, 10.09.2024, <https://businessinsider.com.pl/firmy/pge-pokazala-wyniki-zysk-w-gore-wydatki-na-inwestycje-w-gore/b05r0dt>.

46 Tauron wpisuje w straty elektrownie węglowe. Półtora miliarda na minusie, 9.08.2024, <https://businessinsider.com.pl/gielda/wiadomosci/tauron-wpisuje-w-straty-elektrownie-weglowe-poltora-miliarda-na-minusie/rg06szk>.

47 Potencjał OZE czterokrotnie przekracza chłonność systemu przesyłowego – PSE, 19.02.2025, <https://biznes.pap.pl/wiadomosci/energia/potencjal-oze-czterokrotnie-przekracza-chlonnosc-systemu-przesylowego-pse>.

48 D.K. Chmielewska-Śmietanko i in., *Selected legal and safety aspects of the "Coal-To-Nuclear" strategy in Poland*, „Energies” 2024, 17(5): 1128, <https://doi.org/10.3390/en17051128>.

rekomendacji zakwalifikowało się 6 jednostek węglowych o łącznej mocy ok. 1,4 GW. Warto zauważyć, że analiza ta opierała się w głównej mierze na danych dostępnych publicznie i uwzględniała restrykcyjne wymagania stosowane wobec „aktualnych typów” obiektów jądrowych.

**Wytworzenie odpowiedniego sprzyjającego otoczenia
jest kluczem do realizacji ścieżki Coal-to-Nuclear.**

W scenariuszu zachowawczym, bez zmiany i aktywnego wsparcia, ścieżka Coal-to-Nuclear będzie ograniczać się jedynie do znanych już zamierzeń inwestycyjnych poza Polskim Programem Energetyki Jądrowej. W efekcie mogłoby się to przełożyć **na budowę w latach 30. łącznie 3,4 GW mocy**, w tym z dużym prawdopodobieństwem do 2035 r. ok. 0,6 GW dzięki inwestycjom ORLENU⁴⁹, a w drugiej połowie 2,8 GW w ramach zamierzeń PGE PAK Energia Jądrowa⁵⁰, i byłyby to głównie inwestycje typu *greenfield*. Polska, nie wchodząc już teraz w ścieżkę Coal-to-Nuclear, być może dopiero po 2040 r. zdecyduje się na ambitniejsze inwestycje w energetykę jądrową, czyli po sprawdzeniu idei w innych krajach świata.

Jednym z istotnych czynników obniżających ocenę potencjalnego wykorzystania istniejącej infrastruktury elektrowni węglowej jest dostęp do wody. Warto zauważyć, że w przypadku technologii jądrowych możliwe jest wykorzystanie nie tylko konwencjonalnych chłodzi kominowych, ale również i suchych chłodzi (dry cooler) wentylatorowych. Technologia ta polega na wykorzystaniu powietrza jako medium do przenoszenia ciepła zamiast parowania w układzie kondensacyjnym. Dzięki temu minimalizuje się utratę wody nawet do 10% przy dodatkowym wykorzystaniu energii na potrzeby własne w ilości 0,5–1,5%⁵¹.

Zapotrzebowanie na wodę w elektrowniach jądrowych jest z reguły wyższe niż w konwencjonalnych elektrowniach węglowych o porównywalnej mocy. W związku z tym dostępność zasobów wodnych w lokalizacjach powęglowych może stanowić istotne ograniczenie dla skali planowanej inwestycji jądrowej. Kluczowe znaczenie ma zatem przeprowadzenie szczegółowych analiz warunków hydrologicznych. Równie istotna jest ocena możliwych koncepcji systemu chłodzenia kondensatora. Oba te elementy stanowią podstawę do oceny wykonalności implementacji ścieżki Coal-to-Nuclear w konkretnej lokalizacji. Decyzja o tym, czy konieczne będzie postawienie konwencjonalnej chłodzi kominowej, hybrydowej lub suchej, powinna być elementem analiz konkretnej lokalizacji i przy wykorzystaniu konkretnej technologii, równoważąc wymagania bezpieczeństwa i wpływu na środowisko. **Postawienie na technologię SMR w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear można nazwać scenariuszem zrównoważonym.** Zakłada on dostosowanie wymagań dotyczących budowy obiektów jądrowych do specyfiki SMR, zgodnie z wytycznymi IAEA w zakresie bezpieczeństwa⁵². **Scenariusz ten uwzględnia również tempo wprowadzania zmian oraz umiarkowaną przychyłność dla alternatywnych modeli finansowania inwestycji w energetykę jądrową, innych niż kontrakty różnicowe.**

W efekcie w latach 30. XXI w. oprócz realizacji PPEJ w przeciągu dekady można by realizować do 12 **inwestycji w ramach Coal-to-Nuclear. To mogłoby się przełożyć na dodatkowe 3–4 jednostki SMR w technologii III+ (do 1,2 GW) oraz 3–4 jednostki IVG (do 1,2 GW) w stosunku do scenariusza zachowawczego.** Scenariusz ten jest o tyle prawdopodobny, że odpowiadałby na zamierzenia inwestycyjne firm energetycznych,

49 Strategia ORLEN 2035, <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/strategia>.

50 Prezes PGE PAK EJ: budowa elektrowni jądrowej w Koninie powinna wystartować ok. 2030 r., 27.09.2024, <https://zielonagospodarka.pl/prezes-pge-pak-ej-budowa-elektrowni-jadrowej-w-koninie-powinna-wystartowac-ok-2030-r-17835>.

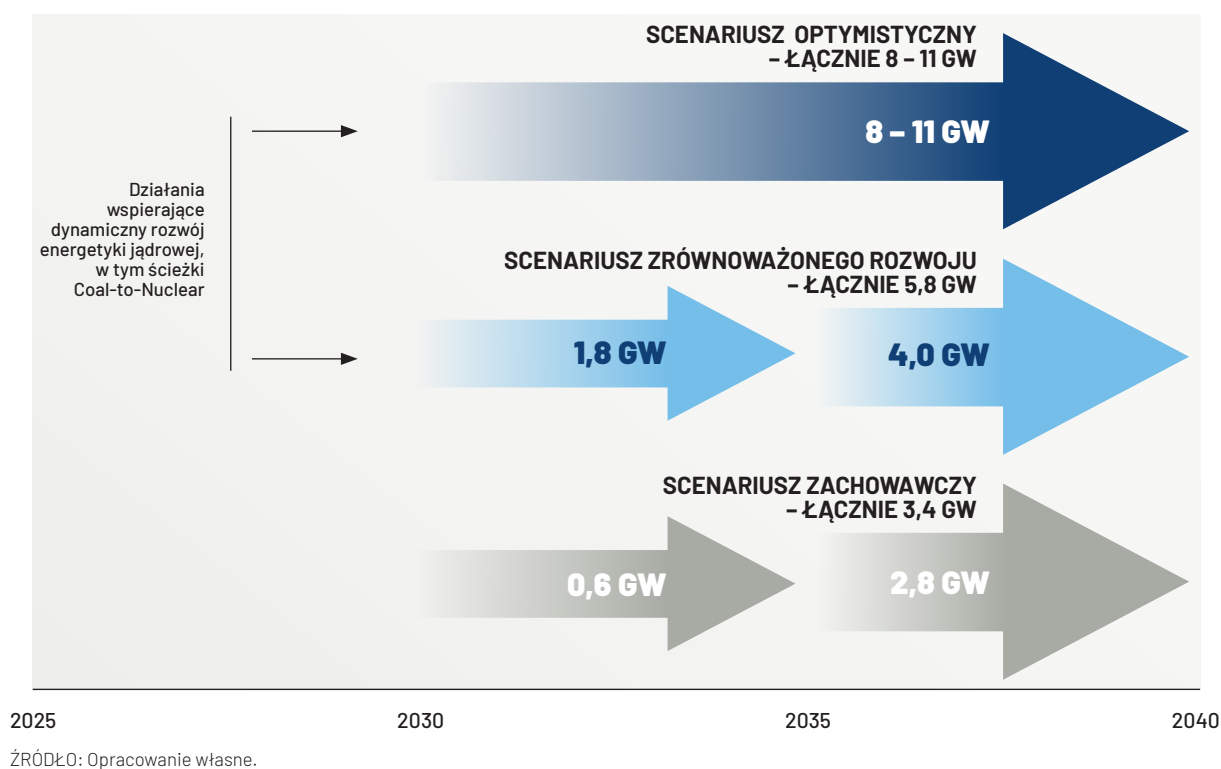
51 Cooling power plants, 1.10.2020, <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/cooling-power-plants#dry-cooling>.

52 IAEA initiative to streamline SMR deployment moving to implementation phase, 23.10.2024, <https://www.iaea.org/newscenter/news/iaea-initiative-to-streamline-smr-deployment-moving-to-implementation-phase>.

petrochemicznych i chemicznych, takich jak: Enea, Industria, KGHM, TAURON i OSGE. Dzięki mniejszemu rozmachowi w porównaniu do dużych projektów jądrowych oraz na bazie dotychczasowych doświadczeń w sektorze energetyki konwencjonalnej (np. skumulowanych inwestycji w bloki gazowo-parowe), można przyjąć, że równoległa realizacja wielu takich inwestycji w polskich warunkach będzie możliwa⁵³.

Scenariusz optymistyczny zakłada szeroko stosowane mechanizmy wsparcia dla energetyki jądrowej i ścieżki Coal-to-Nuclear. Wsparcie to wykracza poza ramy krajowe i jest elementem europejskiej strategii budowania silnej i niezależnej gospodarki z możliwością wykorzystania preferencyjnego finansowania dla inwestycji o charakterze publiczno-prywatnym. W tym scenariuszu lukę mocową, zidentyfikowaną na poziomie 8–11 GW, zastępuje się technologiami jądrowymi ograniczanymi zakontraktowaniem technologii SMR oraz logistyką wielu inwestycji⁵⁴. Jednoczesna budowa wielu reaktorów wymaga znacznych zasobów materiałowych i zaplecza kadrowego. W Polsce rozpoczęto budowę zaplecza kadrowego dla nowej gałęzi przemysłu, które ma się składać z wykwalifikowanych pracowników i specjalistów niezbędnych do realizacji PPEJ^{55 56}. W przypadku niewystarczająco dynamicznego rozwoju zaplecza dla energetyki jądrowej brak kadr spowolni realizację projektów oraz podniesie koszty tych inwestycji. Należy pamiętać, że nie tylko Polska jest zainteresowana dekarbonizacją na ścieżce Coal-to-Nuclear, ale również inne kraje europejskie.

RYS. 10 SCENARIUSZE COAL-TO-NUCLEAR DLA POLSKI



53 K. Wajszczuk, *Gazu w energetyce będzie coraz więcej. W budowie nowe elektrownie*, 19.05.2023, <https://300gospodarka.pl/300klimat/gazu-w-energetyce-bedzie-coraz-wiecej-w-budowie-nowe-elektrownie>.

54 SMR dla Polski, 20.12.2019, <https://sobieski.org.pl/smr-dla-polski/>.

55 *Amerikanie budują kadry jądrowe w Polsce – to szansa dla naszej gospodarki*, 27.06.2024, <https://www.rp.pl/europejski-kongres-gospodarczy/art40720891-amerykanie-buduja-kadry-jadowe-w-polsce-to-szansa-dla-naszej-gospodarki>.

56 *Energetyka jądrowa dla Polski*, 27.11.2020, <https://sobieski.org.pl/energetyka-jadowa-dla-polski/>.

4.3 ROADMAPA DZIAŁAŃ DLA INWESTYCJI TYPU COAL-TO-NUCLEAR

W dobie szybkiego postępu technologicznego i pilnej potrzeby dekarbonizacji gospodarki konieczne jest wykorzystanie różnorodnych narzędzi, które pozwalają zrozumieć mechanizmy akceptacji i wdrażania nowych technologii. Ich zastosowanie pozwoli lepiej kształtować akceptację społeczną oraz rozwijać **odpowiednie struktury wspierające transformację energetyczną w kierunku zrównoważonej przyszłości. Identyfikacja i wspieranie struktur do transformacji energetycznej oraz budowanie akceptacji społecznej powinno rozpocząć się już dziś, ewoluować w miarę rozwoju energetyki jądrowej i trwać, dopóki technologie jądrowe nie zostaną zastąpione przez inne, obecnie jeszcze nieznanne rozwiązania.**

W ramach **projektu DEsire** na etapie A przeprowadzono szczegółową analizę węglowego sektora energetycznego, identyfikując jednostki, które potencjalnie mogą być zmodernizowane poprzez zastosowanie technologii reaktorów jądrowych. Kluczowym osiągnięciem na tym etapie było opracowanie narzędzi analitycznych umożliwiających, na podstawie publicznie dostępnych informacji, **wstępną ocenę lokalizacji i infrastruktury istniejących bloków węglowych pod kątem możliwości zastosowania retrofitu z wykorzystaniem bloków jądrowych.** W przyszłości narzędzia te mogą zostać rozwinięte i wykorzystane przez potencjalnych inwestorów **jako wsparcie w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.** W tym kontekście Platforma Transformacji Energetyki DEsire⁵⁷ może odegrać kluczową rolę. Z założenia ma ona umożliwić współpracę na rzecz popularyzacji i pogłębiania wiedzy na temat różnych możliwych ścieżek dekarbonizacji oraz wypracowanie rozwiązań prawnych i technicznych związanych z procesami transformacji energetyki. Ma również skupiać bardzo różnych interesariuszy – od uczelni, instytucji poprzez samorządy lokalne, a także krajowy, aż po przemysł.

Potencjał Coal-to-Nuclear w Polsce jest duży i w zależności od scenariusza i sprzyjającego otoczenia biznesowego może być nie tylko odpowiedzią na prognozowaną lukę mocy i niestabilność systemu elektroenergetycznego, ale też elementem wzmocnienia gospodarki Polski.

Scenariusze – zrównoważony i optymistyczny – mogą zostać zrealizowane pod warunkiem intensyfikacji działań na rzecz wsparcia inwestycji w ramach ścieżki Coal-to-Nuclear.

W ciągu najbliższych pięciu lat otoczenie dla tego typu przedsięwzięć powinno stać się przyjazne, jeśli:

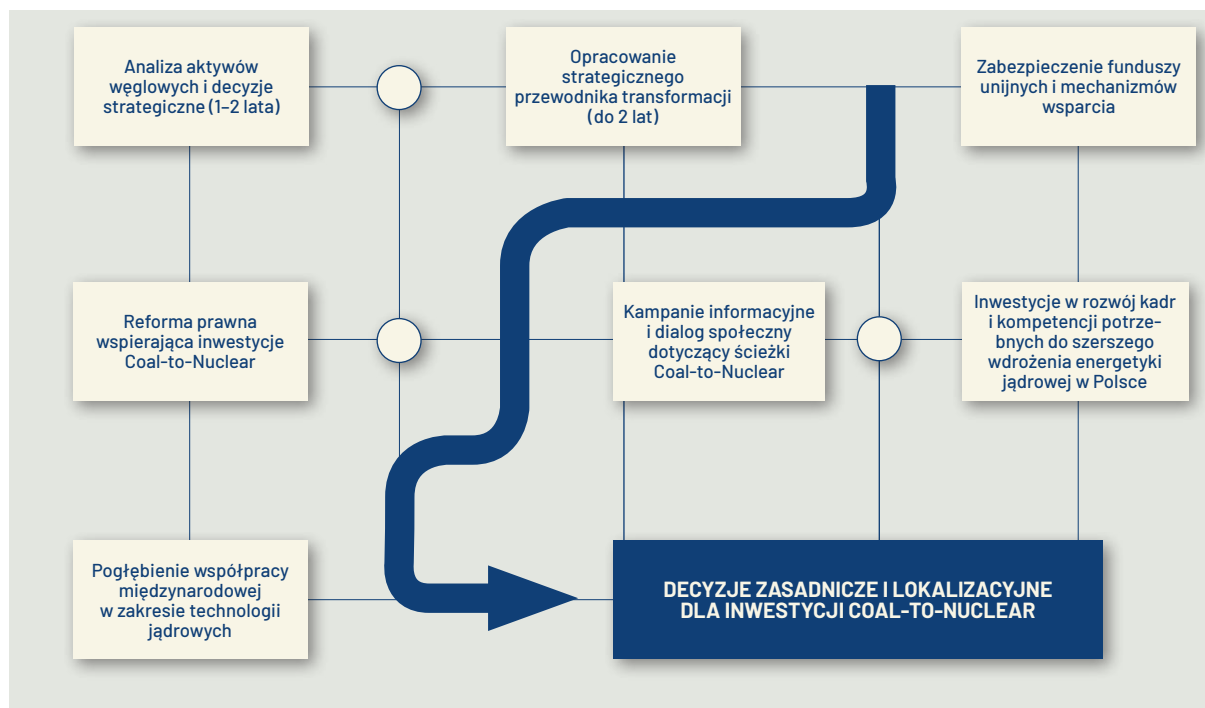
- I. Rząd zmotywuje spółki energetyczne do analiz swoich aktywów węglowych pod względem możliwości repoweringu za pomocą technologii jądrowych. Może być to element strategii związanej z zaopiekowaniem się problemami sektora energetyki węglowej w Polsce i jej restrukturyzacją. Wyniki studiów wykonalności oraz pierwsze strategiczne, ale też ekonomiczno-polityczne decyzje na ich podstawie powinny być podjęte w ciągu 1-2 lat.**
- II. Ministerstwo Przemysłu wykorzysta wypracowany w ramach projektu DEsire plan dekarbonizacji krajowego sektora energetycznego na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych generacji III/III+ i IV. Dalsze działania będą prowadzone w kooperacji z innymi resortami. Resorty zaangażowane we wdrażanie ścieżki Coal-to-Nuclear będą czerpać z dobrych praktyk i działań podjętych przez Departament Energii Stanów Zjednoczonych (DOE) 57 lub inne kraje zaangażowane we wdrażanie ww. koncepcji⁵⁸.**

57 A. Świdarska, Platforma Transformacji Energetyki DEsire, 27.09.2024, https://www.polsl.pl/ps_aktualnosci/platforma-transformacji-energetyki-desire/.

58 Coal-to-Nuclear transitions. An information guide, 1.04.2024, <https://www.energy.gov/ne/articles/coal-nuclear-transitions-information-guide>.

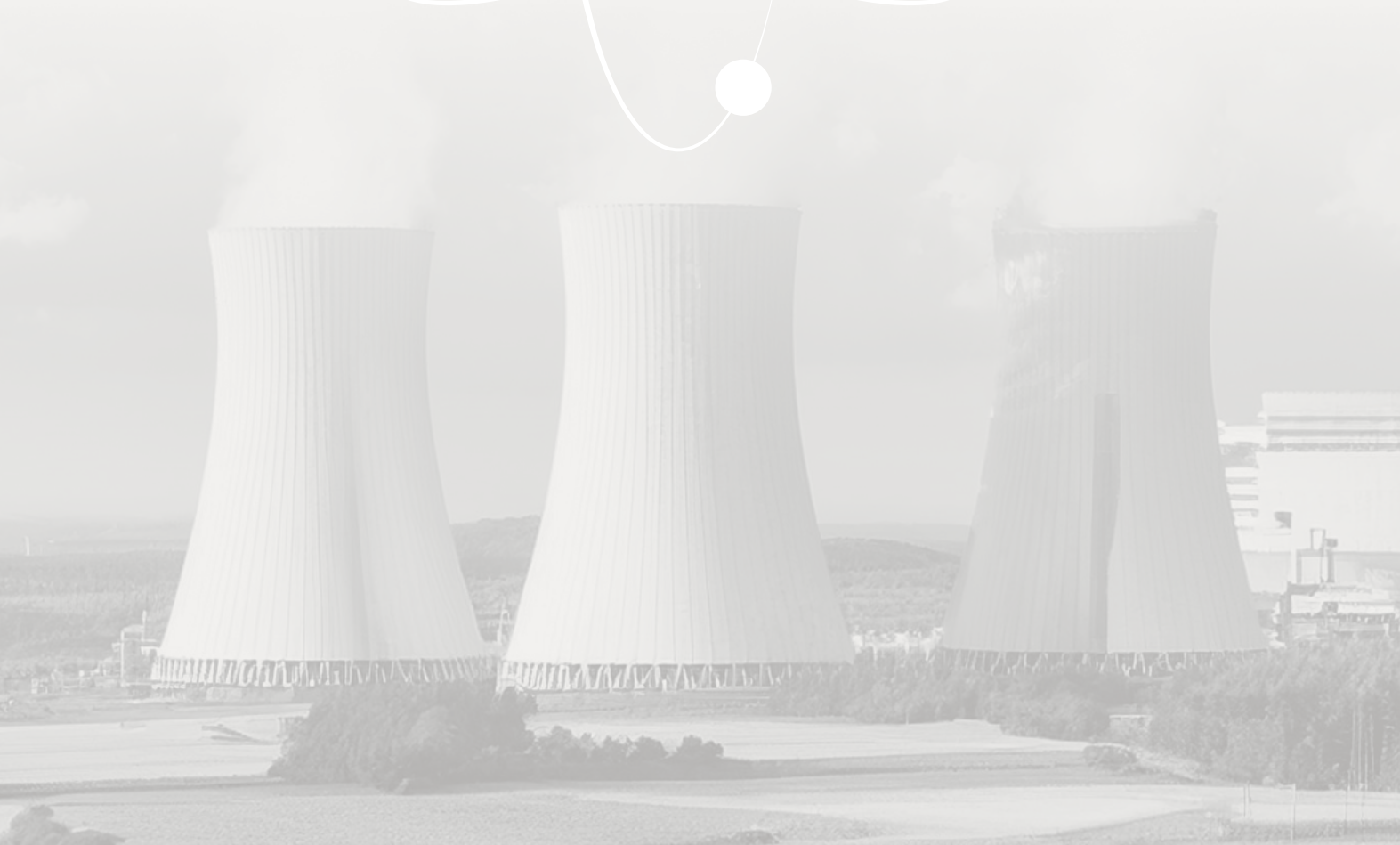
- III. Rząd polski będzie kontynuował działania na rzecz zabezpieczenia środków na sfinansowanie przygotowania i podtrzymania infrastruktury istniejących aktywów węglowych, które będą się nadawały do transformacji za pomocą jednej z dostępnych technologii dekarbonizacji, w tym z wykorzystaniem technologii jądrowych. Polska powinna również inicjować i kontynuować prace nad opracowaniem stosownego wsparcia inwestycyjnego dla projektów inwestycji w energetykę jądrową, jeśli będą one poprawiały bezpieczeństwo energetyczne, rezyliencję gospodarki unijnej oraz będą promowały łagodzenie negatywnych skutków transformacji energetycznej w regionach do tej pory silnie związanych z energią konwencjonalną. Takie działania powinny być intensywnie podejmowane w perspektywie najbliższych lat z uwagi na czasochłonność tworzenia mechanizmów wsparcia i cykl inwestycyjny obiektów jądrowych.
- IV. Inwestorzy będą wywierać wpływ na rząd i organy administracji państwowej umożliwiające transformację energetyczną z wykorzystaniem idei Coal-to-Nuclear poprzez zmianę i stworzenie adekwatnych ram prawnych. Działania w tym zakresie powinny rozpocząć się już teraz, aby w perspektywie do 3–5 lat możliwe było wydanie decyzji zasadniczych dla pierwszych tego typu obiektów.

RYS. 11 STRATEGICZNA MAPA DROGOWA TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ POLSKI



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne.

5. PODSUMOWANIE



Parlament Europejski deklaruje silne poparcie dla rozwoju SMR jako jednego z elementów przyszłego systemu energetycznego Europy. W grudniu 2023 r. przyjął rezolucję, która podkreśla znaczenie SMR-ów dla dekarbonizacji miks energetyczny, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz wsparcia przemysłu trudnego do zdekarbonizowania. Parlament zwrócił uwagę na potrzebę przyspieszenia rozwoju tych technologii i tworzenia aliansów przemysłowych w celu ich wdrożenia już w następnej dekadzie. Te działania to istotny sygnał w Europie dla inicjatyw typu Coal-to-Nuclear. Należy podkreślić, że działania podjęte w Polsce, początkowo przez instytucje naukowo-badawcze, a następnie przez administrację rządową, dotyczące ścieżki Coal-to-Nuclear należą do jednych z pierwszych na świecie.

Ścieżka Coal-to-Nuclear w Polsce jest możliwa do realizacji. Potencjał retrofitu może sięgnąć nawet 17 GW. Niemniej jednak transformacja energetyczna Polski do 2030 r. z uwzględnieniem rozwoju energetyki jądrowej wiąże się z wieloma wyzwaniami dla nowego sektora gospodarki. Tylko stawienie im czoła umożliwi po 2030 r., zgodnie z europejskim trendem, dekarbonizację źródeł energii poprzez budowę stabilnych źródeł energii, które będą podstawą działania systemu elektroenergetycznego ze znaczącym udziałem OZE. Z uwagi na charakter procesu inwestycyjnego obiektów jądrowych działania do 2030 r. powinny skupiać się na stworzeniu sprzyjającego otoczenia dla rozwoju energetyki jądrowej poprzez poniższe działania.:

- **Terminową budowę pierwszej elektrowni jądrowej.** Budowa elektrowni jądrowej dużej mocy na Pomorzu będzie gwarantem dla rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.
- **Zabezpieczenie finansowe.** Chociaż obecnie nie ma zatwierdzonego modelu finansowania pierwszej inwestycji jądrowej, to notyfikacja Komisji Europejskiej w zakresie pomocy publicznej dla tej inwestycji będzie cenna. Pomoże to, po pierwsze, uwiarygodnić realizację inwestycji przez Skarb Państwa, a po drugie, przetrzeć ścieżkę dla dwukierunkowych kontraktów różnicowych dla tego typu inwestycji. Polska powinna również wraz z innymi krajami, w szczególności zainteresowanymi Coal-to-Nuclear (Czechy, Słowacja, Szwecja, Finlandia), zabiegać o możliwość pomocy inwestycyjnej ze środków europejskich, w perspektywie finansowej od 2030 r., stąd konieczność podejmowania działań już teraz.
- **Rozwój infrastruktury.** W Polsce konieczne będzie zmodernizowanie i rozbudowanie istniejącej infrastruktury energetycznej. Plany te będą musiały uwzględniać zamierzenia inne niż pierwsza elektrownia jądrowa, tj. zainteresowanie budową w latach 2030–2040 szeregu inwestycji jądrowych. Stąd konieczne jest uwzględnianie w planach wieloletnich OSP i OSD tych inwestycji już teraz.
- **Rozwój zaplecza kadrowego.** Ważnym aspektem jest rozwój kadr w dziedzinie energetyki jądrowej, w tym inżynierów, techników i specjalistów ds. bezpieczeństwa. Polska będzie musiała zainwestować w edukację i szkolenia, aby sprostać wymaganiom technologicznym i bezpieczeństwa. Aktualnie tylko na kilku kierunkach studiów realizowane są przedmioty zbieżne z wymaganiami sektora jądrowego. Konieczne jest wsparcie edukacji wyższej i zawodowej specjalistycznej – wykształcenie specjalisty

trwa około 10 lat. Niezbędne jest także wdrożenie skoordynowanego programu przekwalifikowania pracowników sektora węglowego na potrzeby energetyki jądrowej.

- **Bezpieczeństwo i regulacje.** Energetyka jądrowa wymaga spełnienia najwyższych standardów bezpieczeństwa. Polska od 15 lat prowadzi proces dostosowywania przepisów do międzynarodowych norm, jednak konieczne jest dalsze śledzenie najnowszych wytycznych oraz zapewnienie odpowiedniego nadzoru i kontroli regulacyjnej. Konieczna jest współpraca z organami dozoru jądrowego z całego świata w celu zarówno pogłębiania doświadczeń, jak i unifikacji i harmonizacji standardów i regulacji.
- **Zarządzanie odpadami promieniotwórczymi.** Konieczne jest przyspieszenie prac dotyczących wyboru lokalizacji drugiego składowiska odpadów krótkotrwałych nisko- i średnioaktywnych, tak jak w innych nowoczesnych państwach. Konieczna jest również aktualizacja dokumentu *Krajowy plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym*.

6. 0 AUTORACH





Angelika Gieras

angelika.gieras@sobieski.org.pl

Doktorantka Szkoły Doktorskiej Nauk Społecznych Uniwersytetu Warszawskiego. Absolwentka studiów podyplomowych „Energetyka jądrowa” w Szkole Głównej Handlowej. Współpracowała m.in. z Parlamentem Europejskim, Komisją Europejską, była Ambasadorką Karier UE z ramienia Europejskiego Urzędu Doboru Kadr UE. Od 2019 roku związana z Instytutem Sobieskiego, gdzie zajmuje się koordynacją projektów ogólnopolskich i międzynarodowych.



Urszula Kuczyńska

urszula.kuczynska@sobieski.org.pl

Lingwistka i ekonomistka, zajmuje się społecznymi aspektami transformacji energetycznej i polityki klimatycznej. Związana z branżą energetyki jądrowej, współpracuje z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej przy planowaniu i wdrażaniu projektów edukacyjnych z zakresu komunikacji społecznej, w tym pionierskiej Joint ICTP – IAEA School of Nuclear Stakeholder Engagement na Uniwersytecie w Trieście. Doświadczenie międzynarodowe zdobywała też w Chinach. Autorka publikacji prasowych, analiz i raportów oraz książki *Atom dla klimatu* (2021, wyd. Części Proste).

Absolwentka lingwistyki stosowanej na Uniwersytecie Warszawskim (języki francuski i angielski), handlu zagranicznego na warszawskiej SGH i studiów z zakresu języka i kultury Chin na Zhejiang University of Technology w Hangzhou. Miłośniczka kotów, chartów polskich i gimnastyki sportowej.



Rafał Libera

rafal.libera@sobieski.org.pl

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

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



Anna Przybyszewska

anna.przybyszewska@sobieski.org.pl

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

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

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

Kierownik zadań merytorycznych projektu DESire w Instytucie Sobieskiego.

WSPÓŁPRACA



Hanna Uhl

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

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

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

Polska wciąż w dużej mierze opiera swoją energetykę na węglu, który w 2024 r. odpowiadał za 63% produkcji energii elektrycznej, mimo wzrostu udziału OZE do 27%. Tymczasem większość turbozespołów przekroczyła czas eksploatacji, a do 2030 r. aż 70% krajowej infrastruktury energetycznej będzie wymagało modernizacji. W przeciwieństwie do innych krajów Grupy Wyszehradzkiej (V4) Polska nie wdrożyła energetyki jądrowej, co przyczyniło się do utrwalenia zależności od węgla i wzrostu kosztów emisji CO₂.

Do 2040 r. Polska stanie przed koniecznością zastąpienia przestarzałych bloków węglowych nowoczesnymi źródłami energii. Luka wytwórcza w 2031 r. może wynieść 6,4 GW, a do 2040 r. nawet 18 GW. Ścieżka Coal-to-Nuclear stanowi realną szansę na wypełnienie tej luki poprzez modernizację starszych jednostek węglowych.

Raport wskazuje, że sukces transformacji zależy od stabilnych ram prawnych i finansowych, wsparcia państwa oraz odpowiedniego zaplecza kadrowego. Konieczne jest dostosowanie przepisów do międzynarodowych standardów bezpieczeństwa jądrowego i zarządzania odpadami. Polska powinna także aktywnie zabiegać o unijne środki na rozwój energetyki jądrowej.

Wdrożenie technologii Coal-to-Nuclear to szansa na redukcję emisji CO₂, zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i modernizację sektora. Kluczowe jest stworzenie sprzyjających warunków regulacyjnych, finansowych i społecznych. Integracja energetyki jądrowej z OZE może stać się fundamentem stabilnej i niskoemisyjnej przyszłości energetycznej Polski.

Zapraszamy do lektury!

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

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

**TWORZYMY
IDEE DLA POLSKI**



**INSTYTUT
SOBIESKIEGO**

Instytut Sobieskiego

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

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

ISBN 978-83-966872-05-6



@InstSobieskiego



Instytut Sobieskiego



Instytut Sobieskiego



Kanał Sobieski



Kanał Sobieski



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



**Politechnika
Śląska**



**Ministerstwo
Przemysłu**



**INSTYTUT
SOBIESKIEGO**

