

RAPORT GRUDZIEŃ 2019

MAŁE MODUŁOWE REAKTORY (SMR) DLA POLSKI

ANNA PRZYBYSZEWSKA

WSPÓŁPRACA:
FILIP SEREDYŃSKI





INSTYTUT
SOBIESKIEGO

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

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

ANNA PRZYBYSZEWSKA

WSPÓŁPRACA:
FILIP SEREDYŃSKI

MAŁE MODUŁOWE REAKTORY (SMR) DLA POLSKI

Raport jest współfinansowany ze środków otrzymanych
z NIW-CRSO w ramach Programu PROO.



Narodowy Instytut Wolności
Centrum Rozwoju Społeczeństwa Obywatelskiego



Program Rozwoju
Organizacji
Obywatelskich
na lata 2018–2030

PROO

©Copyright by Instytut Sobieskiego 2019
ISBN 978-83-948806-7-5

Projekt i produkcja: Piotr Perzyna
Okładka: Piotr Perzyna



NOWEMEDIA24.PL

MAŁE MODUŁOWE REAKTORY (SMR) DLA POLSKI

ANNA PRZYBYSZEWSKA

WSPÓŁPRACA:
FILIP SEREDYŃSKI

SPIS TREŚCI

1.	REKOMENDACJE RAPORTU	7
2.	WSTĘP	10
3.	ANALIZA ISTNIEJĄCYCH ROZWIĄZAŃ TECHNICZNYCH NA ŚWIECIE	15
3.1.	DEFINICJA SMR I OPIS WYBRANYCH, NAJBARDZIEJ ZAAWANSOWANYCH PROJEKTÓW	15
3.2.	KLT-40S	19
3.3.	RITM-200	22
3.4.	CAREM-25	26
3.5.	HTR-PM	27
3.6.	ACPR50S	30
3.7.	VBER-300	31
3.8.	NUSCALE	33
3.9.	SMR-160	36
3.10.	ACP100	38
3.11.	SMART	39
3.12.	BWRX-300	40
3.13.	PRISM	42
3.14.	ARC-100	45
3.15.	INTEGRAL MSR	46
3.16.	BREST 300	50
3.17.	RÓŻNICA MIĘDZY SMR'AMI I ICH POTENCJALNYM ZASTOSOWANIEM, A AKTUALNĄ WIELKOSKALOWĄ ENERGETYKĄ JĄDROWĄ	51
3.18.	WNIOSKI	54
4.	EKONOMICZNE ASPEKTY SMR	40
4.1.	NAKŁADY INWESTYCYJNE	42
4.2.	KOSZTY O&M ORAZ KOSZTY PALIWA	46
4.3.	KOSZTY GOSPODAROWANIA WYPALONYM PALIWEM	49
4.4.	PROGNOZOWANA CENA ENERGII	50
4.5.	WNIOSKI	53

5.	CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA RYNEK SMR	77
5.1.	KLUCZOWE INDYKATORY, W TYM ODNIESIENIE DO ASPEKTU POLSKI	77
5.2.	OBSZARY IMPLEMENTACJI SMR W POLSCE - KOGENERACJA, BEZEMISYJNA ENERGETYKA ROZPROSZONA, SYNERGIA OZE I ENERGETYKI JĄDROWEJ	79
5.3.	ŁAŃCUCH DOSTAW I MOŻLIWOŚĆ PARTYCYPACJI POLSKICH FIRM; MOŻLIWOŚĆ LOKOWANIA POTENCJAŁU PRZEMYSŁOWEGO W POLSCE	83
5.4.	BARIERY WPROWADZENIA TECHNOLOGII SMR	84
5.5.	DOTYCHCZASOWE PRZEDSIĘWZIĘCIA W POLSCE - PROJEKTY I STOWARZYSZENIA	87
5.6.	WNIOSKI	89
6.	PROPOZYCJA DZIAŁAŃ W CELU WPROWADZENIA REAKTORÓW SMR DLA POLSKI	90
6.1.	ZDECYDOWANE „ZIELONE ŚWIATŁO” DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ	91
6.2.	ZDECYDOWANE ZAANGAŻOWANIE POLSKI W INICJATYWACH NA SZCZEBLU MIĘDZYNARODOWYM	92
6.3.	POTENCJALNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA PROJEKTÓW SMR	92
6.4.	DEDYKOWANE PROGRAMY WSPARCIA DLA PROJEKTÓW B+R I PRZEDSIĘWZIĘĆ WPROWADZAJĄCYCH SMR W POLSCE	93
7.	LITERATURA	94
8.	O AUTORACH	98



REKOMENDACJE RAPORTU

I. Polska powinna jak najszybciej wdrożyć program redukcji emisji dwutlenku węgla. W tym celu rekomenduje się ukierunkowanie działań na zwiększenie wykorzystania jądrowych i odnawialnych źródeł energii.

W 2018 roku Polska wpuściła do atmosfery 322,5 mln ton dwutlenku węgla, stając się liderem wzrostu emisji CO₂ w Unii Europejskiej (szesnasty największy przyrost na świecie)¹. Organizacje międzynarodowe zajmujące się badaniem zmian klimatycznych alarmują o corocznym, stałym wzroście światowej emisji gazów cieplarnianych, którego największym źródłem jest produkcja energii z paliw kopalnych. Rekomendowanym i skutecznym środkiem na ograniczenie globalnego wzrostu temperatury jest ukierunkowanie polityki państw na wykorzystanie synergii odnawialnych i jądrowych źródeł energii. Pozwoli to również na urzeczywistnienie dwóch z głównych Celów Zrównoważonego Rozwoju, jakie do 2030 roku zobowiązały się realizować wszystkie państwa członkowskie ONZ. Chodzi o Cel nr 7: „Zapewnienie wszystkim dostępu do źródeł stabilnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii po przystępnej cenie”, oraz Cel nr 13: „Podjęcie pilnych działań w celu przeciwdziałania zmianom klimatu i ich skutkom”².

II. Zmiana polityki energetycznej Polski powinna przebiegać w sposób zrównoważony, oparty na synergii źródeł jądrowych i odnawialnych.

Transformacja energetyczna Polski w prognozie do 2050 roku nie powinna opierać się jedynie na odnawialnych źródłach energii (OZE). Należy stawiać na ich zbilansowany rozwój. Istotnym elementem rozbudowy sieci energetycznej powinna być koncepcja reaktorów jądrowych małej lub średniej mocy, zwanych inaczej małymi reaktorami modułowymi (SMR – od ang. *small modular reactor*).

SMR stanowią szansę dla poprawnego bilansowania sieci energetycznej z istotnym udziałem OZE. Nie powinna istnieć konkurencja między SMR i wielkoskalową energetyką jądrową z uwagi na specyfikę poszczególnych rynków zbytu, oraz konieczność zaspokajania różnych potrzeb odbiorców, a także odmienne poziomy ich dojrzałości technologicznej. W perspektywie 2030 roku, jak i lat następnych, technologie produkcji energii z wykorzystaniem koncepcji SMR i OZE powinny się nawzajem uzupełniać.

1. Polska liderem wzrostu emisji CO₂. Na głowę pobiliśmy Chiny i Indie, 10 września 2019 r., www.wysokienapiecie.pl
2. *Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030*. Rezolucja Zgromadzenia Ogólnego ONZ A/RES/70/1, 25 września 2015

III. Polska powinna zmierzać w kierunku stworzenia przyjaznego otoczenia prawnego dla zwiększenia wykorzystania synergii odnawialnych i jądrowych źródeł energii oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Bez stabilnego otoczenia regulacyjnego i politycznego nie będzie możliwe podjęcie skutecznych przedsięwzięć w ramach energetyki jądrowej. Konieczne jest dostosowanie polskich regulacji dla SMR dla ich nieelektrycznego wykorzystania. Brak przyjaznego otoczenia prawnego spowoduje pogorszenie stopnia realizacji światowych wymogów redukcji emisji gazów cieplarnianych. Dotyczy to przede wszystkim Celów Zrównoważonego Rozwoju ONZ: przeciwdziałania zmianom klimatu i zapewnienia dostępu do źródeł stabilnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii po przystępnej cenie. Jednocześnie Polska z uwagi na wyzwania transformacji energetycznej, powinna starać się na arenie międzynarodowej o uznanie energetyki jądrowej jako technologii „zielonej i zrównoważonej”, aktywnie włączyć się we współpracę m.in. w międzynarodowym systemem licencjonowania reaktorów.

IV. Istnieje w Polsce potencjalny rynek zbytu SMR, nie będący konkurencją dla wielkoskalowej energetyki jądrowej.

Obecnie można zidentyfikować trzy potencjalne obszary implementacji w Polsce technologii SMR:

- praca w skojarzeniu z OZE (zabezpieczanie dostaw energii),
- zaspokojenie potrzeb ciepła sieciowego,
- zastosowanie w przemyśle.

Najszybciej mogłyby zostać wdrożone w Polsce SMR oparte o technologię LWR z uwagi na stosunkowo wysoki poziom gotowości technicznej i wysokie prawdopodobieństwo wprowadzenia na rynek komercyjny około 2025 roku. Po 2030 r., w warunkach Polskie SMR mogłyby być uzupełnieniem dla OZE w podobny sposób, jak robią to dziś bloki źródeł gazowych, stanowiąc alternatywne źródło ciepła dla lokalnych rynków ciepła, a także znaleźć zastosowanie w przemyśle. Próba zastąpienia wielkoskalowej energetyki jądrowej technologiami SMR będzie skutkować nawet 10-15 letnim opóźnieniem w budowie pierwszych mocy jądrowych.

V. Tylko zdecydowane działania polskich decydentów mogą skutkować aktywnym uczestnictwem w tworzącym się rynku SMR.

Natychmiastowe działania w celu podjęcia współpracy z potencjalnymi dostawcami SMR może przynieść efekt w postaci budowy demonstracyjnego zakładu, a także rozwoju zaplecza logistycznego. Utworzenie w Polsce europejskiego centrum produkcyjnego chociaż części komponentów, spowoduje rozwój gospodarczy i podtrzymanie nowej gałęzi na co najmniej kilka dekad. Wyścig już się zaczął - Estonia, Czechy, Litwa i Ukraina nawiązały współpracę z dostawcami najbardziej zaawansowanych projektów SMR, nie jest jednak jeszcze za późno na udział w nim Polski.

VI. Znaleźnienie finansowania dla projektów SMR bez udziału lub z niewielkim udziałem państwa jest możliwe.

Ryzyko związane z finansowaniem w przypadku SMR może być zminimalizowane z uwagi na mniejszą moc reaktora, a tym samym mniejsze sumaryczne nakłady inwestycyjne. Wartość przedsięwzięcia, liczona od kilkuset milionów do 1-2 miliardów PLN, jest skalą możliwą do pozyskania z zewnętrznych środków finansowych, szczególnie gdy jej produkt będzie podstawą funkcjonowania nowych zakładów przemysłowych. Istniejące instrumenty, które poprawiają uzasadnienie nowych inwestycji w energetyce, np. rynek mocy, mogłyby być również dostępne dla SMR w przyszłości. W nowej perspektywie finansowej na lata 2020-2030, Unia Europejska przygotowała Fundusz Modernizacyjny oraz Fundusz Innowacyjności, które mają wspierać transformację i dekarbonizację energetyki w Europie. Uznanie energetyki jądrowej, w szczególności SMR za technologie „zielone” i zrównoważone, mogłoby umożliwić skorzystanie z tych środków w pierwszej fazie implementacji SMR w Polsce.

2

REKOMENDACJE RAPORTU

I. Aktualna sytuacja Polski w świetle realizacji wymogów międzynarodowych, założeń projektu „Polityki Energetycznej Polski do 2040” oraz programu energetyki jądrowej, w tym programu wdrażania technologii HTR

W obliczu rosnącej emisji CO₂, jak i złożonych, międzynarodowych deklaracji poprawy dostępu do nowoczesnych źródeł energii, Polska stoi przed koniecznością realizacji szerokiego programu inwestycji związanych z modernizacją lub zastąpieniem wyeksploatowanych już jednostek wytwórczych, nie tylko w celu spełnienia konkluzji BAT, ale i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Realizacji tych celów służyć ma rozwój takich gałęzi energetyki, jak morska energetyka wiatrowa i energetyka jądrowa.

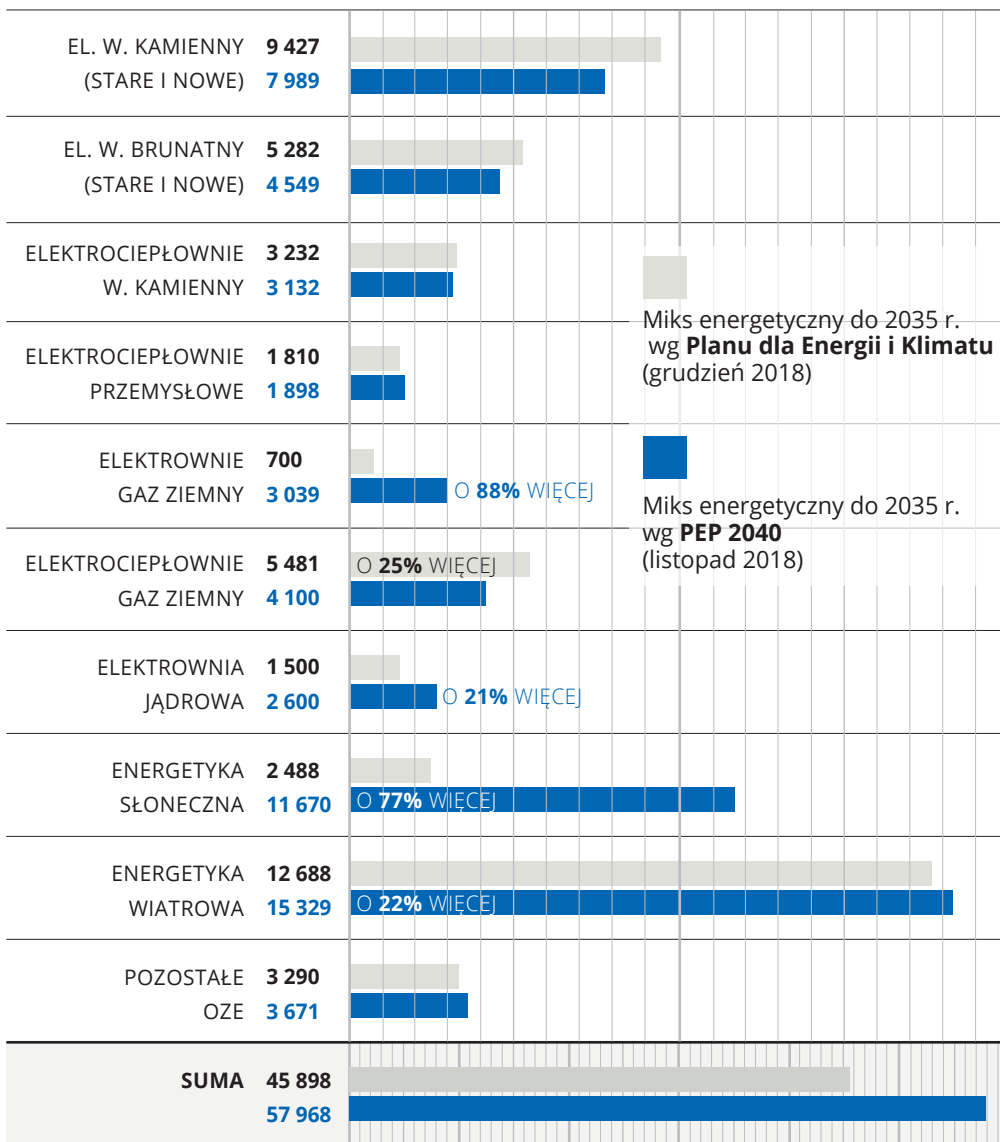
„Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” (PEP2040) to opracowany przez Ministerstwo Energii dokument, prezentujący założenia państwa w zakresie strategii działań w sektorze energetycznym na najbliższe dziesięciolecie. Został przekazany do konsultacji publicznych w listopadzie 2018 r.. Do projektu zgłoszono już około 1800 uwag. Ten strategiczny dla dalszego rozwoju i funkcjonowania sektora energetycznego w Polsce dokument musi być zgodny z zapisami Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu, znajdującego się na etapie konsultacji z Komisją Europejską.

Pomimo rozbieżności kierunki, w których będzie podążała transformacja energetyczna Polski, zostały w obu dokumentach dość jasno sprecyzowane. Kolejnym dokumentem, który będzie musiał zostać zaktualizowany w oparciu o przyjęty PEP2040 jest Program Energetyki Jądrowej Polski, umożliwiający budowę pierwszej elektrowni jądrowej, ale także realizację innych towarzyszących temu przedsięwzięć.

Według Ministerstwa Energii, pierwszy blok jądrowy powinien powstać do 2033 roku, a kolejne będą powstawały co dwa lata, aż do 2043 roku, osiągając sumaryczną moc 6-9 GW. Dotąd nie sprecyzowano jeszcze technologii, w oparciu o którą będą budowane źródła nowej mocy wytwórczych, a jedynie, że będzie to klasa reaktorów III generacji lub generacji III+. Nakłady inwestycyjne mają wynieść około 20 mln zł /MW.

PORÓWNANIE MOCY OSIĄGALNEJ ŹRÓDEŁ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ [MW]

WG TECHNOLOGII W LATACH 2025-2035 DLA KRAJOWEGO PLANU
NA RZECZ ENERGII I KLIMATU (KPEIK)
ORAZ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 (PEP)



3. Projekt *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* (PEP2040), Ministerstwo Energii, Warszawa 2018.

PEP2040 nie zamyka możliwości rozwoju innym zaawansowanym technologiom energetycznym. Wręcz przeciwnie. Wysokotemperaturowe reaktory jądrowe (*high temperature reactor, HTR*), z uwagi na wysoką temperaturę pracy (500-1000°C), mogłyby zabezpieczać dostawę ciepła na potrzeby przemysłowe. Zdaniem Ministerstwa Energii: „W aktualnej sytuacji wdrożenie energetyki jądrowej w pełni wpisuje się w realizację trzech elementów celu polityki energetycznej państwa. Za wprowadzeniem energetyki jądrowej do polskiego bilansu energetycznego przemawia kilka czynników. Bloki jądrowe zapewniają stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza. Jednocześnie możliwa jest dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie – wysokie nakłady inwestycyjne są rekompensowane niskim kosztem zmiennym wytwarzania”³. SMR są jeszcze nie dość dojrzałe technologicznie, aby móc opierać o nie rozwój energetyki jądrowej w Polsce.

II. Bariery rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

W PEP2040 zauważono jednak, że program jądrowy w Polsce może napotkać poważne ograniczenia formalno-prawne, które mogą w znaczący sposób wpłynąć na opóźnienie realizacji projektu. W celu ich zminimalizowania, zidentyfikowano działania usprawniające proces inwestycyjny:

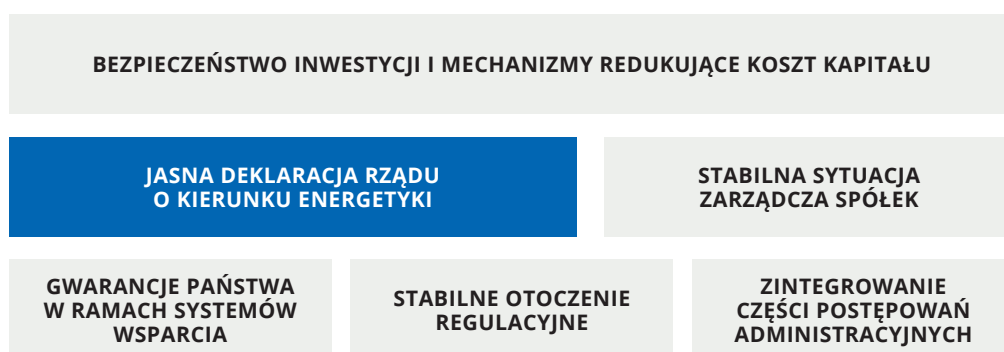
- zintegrowanie części postępowań administracyjnych;
- umożliwienie symultanicznego wnioskowania o pozwolenia/zezwoleń;
- ustanowienie natychmiastowej wykonalności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz lokalizacji inwestycji;
- uporządkowanie regulacji dotyczących uczestnictwa organizacji społecznych w postępowaniu dotyczącym elektrowni jądrowej;
- wydłużenie terminu ważności decyzji o ustaleniu lokalizacji do 10 lat (analogicznie do okresu ważności decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych);
- uelastycznienie postępowań o udzielenie zamówienia.

Ostateczna decyzja rządu w kwestii wykorzystania atomu jako źródła energii nie została jeszcze podjęta (stan na październik 2019). Może to mieć niekorzystne konsekwencje nie tylko dla rozwoju konwencjonalnej energetyki jądrowej, ale także dla przyszłego rozwoju SMR, które będą musiały zmierzyć się z niezidentyfikowanymi barierami formalno-prawnymi z uwagi na wielkość przedsięwzięcia i nowatorskie rozwiązania techniczne.

Za podstawę mocy wytwórczych w Polsce odpowiadają cztery grupy energetyczne: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., Enea S.A. i Energa S.A. Pozostałe firmy, takie jak Polenergia, ZEPAK, oraz CEZ i InterRAO, odgrywają mniejszą rolę. Państwowe koncerny energetyczne powinny realizować strategię bezpieczeństwa energetycznego państwa, ponosząc koszty inwestycji i równoważenia rynku energii, ale z drugiej strony powinny przynosić zyski. Te dwa podejścia skutkują zauważalną niechęcią inwestorów do dużych koncernów energetycznych, dlatego też od kilku lat ambitne i duże projekty energetyczne stanowią duże wyzwanie. Ponadto w ostatnim czasie zamieszanie wokół państwowych rekompensat za podwyżki cen energii oraz wiązanie firm energetycznych z sektorem górniczym, negatywnie wpłynęło na ich kondycję finansową. Sprzyjające otoczenie makroekonomiczne to jednak za mało. Potrzebna jest również stabilna i przewidywalna sytuacja regulacyjna i polityczna, ponieważ tego typu inwestycje wymagają długofalowego planowania. Na przykładzie regulacji dot. OZE i „szybkości” wprowadzanych w ich zakresie zmian, istnieją uzasadnione obawy, przy podejmowaniu decyzji o rozpoczęciu nowych kapitałochłonnych przedsięwzięć. Kolejną kwestią podnoszącą ryzyko inwestycji jest kadencyjność oraz częste zmiany w zarządach spółek energetycznych, jak również sposób prowadzenia polityki dywidendowej.

Plany inwestycyjne PGE, Tauron, Enea i Energa, są rozbudowane, kosztowne i niejednokrotnie przewyższają wartość rynkową samej spółki. Istotnym czynnikiem określającym możliwość pozyskania zewnętrznych środków na określony projekt inwestycyjny, jest wartość tego projektu względem skali wartości przepływów finansowych inwestującego. Ryzyko niepowodzenia inwestycji może bowiem w skrajnym przypadku doprowadzić nawet do jego upadłości.

ELEMENTY PROCESU PRZYGOTOWANIA PROJEKTU POD FINANSOWANIE PROJEKTOWE



INSTYTUT
SOBIESKIEGO 

Źródło: opracowanie własne

Polskie grupy energetyczne (PGE, Tauron, Enea, Energa), w zestawieniu z innymi europejskimi koncernami energetycznymi legitymują się niewielkim potencjałem inwestycyjnym. Z tego powodu realizacja przez nie ambitnych programów inwestycyjnych na skalę opisaną w PEP2040 będzie wymagać łączenia różnych źródeł finansowania zewnętrznego (kredyt, emisja akcji, emisja obligacji).

Przygotowanie projektu pod jego finansowanie może trwać nawet kilka lat, szczególnie w przypadku pozyskiwania środków od kilku instytucji. W ramach tego procesu można wyróżnić następujące jego etapy:

- opracowanie koncepcji projektu,
- przeprowadzenie studium wykonalności, pozyskanie odpowiednich koncesji i pozwoleń,
- analiza wpływu na środowisko i pozyskanie decyzji środowiskowych,
- ustalenie zasad między inwestorami,
- wypracowanie i wynegocjowanie struktury kontraktów,
- przygotowanie postępowania przetargowego wybór generalnego wykonawcy.

Biorąc powyższe pod uwagę w poniższym diagramie wskazano czynniki mające wpływ na bezpieczeństwo inwestycji w energię jądrową oraz mechanizmy redukujące koszt kapitału.

ANALIZA ISTNIEJĄCYCH ROZWIĄZAŃ TECHNICZNYCH NA ŚWIECIE

3

3.1. DEFINICJA SMR I OPIS WYBRANYCH, NAJBARDZIEJ ZAAWANSOWANYCH PROJEKTÓW

Małe reaktory modułowe SMR są definiowane przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej IAEA (International Atomic Energy Agency) jako energetyczne reaktory jądrowe o mocy 300 MWe (megawatów mocy elektrycznej) lub mniejszej, zaprojektowane z wykorzystaniem technologii modułowej, tzn. seryjnie wytwarzane w postaci gotowych modułów i dostarczane w całości na miejsce docelowej eksploatacji, zaliczane co najmniej do III generacji reaktorów. W przeciwieństwie do reaktorów „tradycyjnych”, wiele części SMR jest montowanych w środowisku fabrycznym, a waga całej konstrukcji nie przekracza 1000 ton. Taka technologia zapewnia ekonomię produkcji i krótki czas budowy, co może przyczynić się do ponownej światowej ekspansji energetyki jądrowej.

Zasadniczą ideą SMR jest większa prostota ich projektowania, ale i wysoki poziom bezpieczeństwa pasywnego. Tradycyjne systemy bezpieczeństwa reaktorów są „aktywne”, tzn. angażują mechaniczne lub elektryczne odpowiedzi systemów. Podstawowe systemy bezpieczeństwa są oparte również o rozwiązania pasywne - działają bez kontroli operatora reaktora jądrowego, i pomimo utraty pomocniczej jednostki zasilającej, np. zaworów ograniczających ciśnienie. Obecnie działają one w oparciu o systemy równoległe i redundantne (czyli posiadające zdublowane elementy kluczowe). W przypadku SMR, większy nacisk kładzie się na systemy pasywne, oparte o zjawiska fizyczne, np. konwekcję, grawitację, zmianę właściwości fizycznych pod wpływem wysokiej temperatury.

Wiele z projektów opiera się o koncepcję umieszczenia instalacji poniżej poziomu gruntu, lub z wykorzystaniem nowoczesnego paliwa jądrowego, co zapewnia wysoki stopień ochrony przed aktami terroryzmu oraz proliferacją materiałów jądrowych.

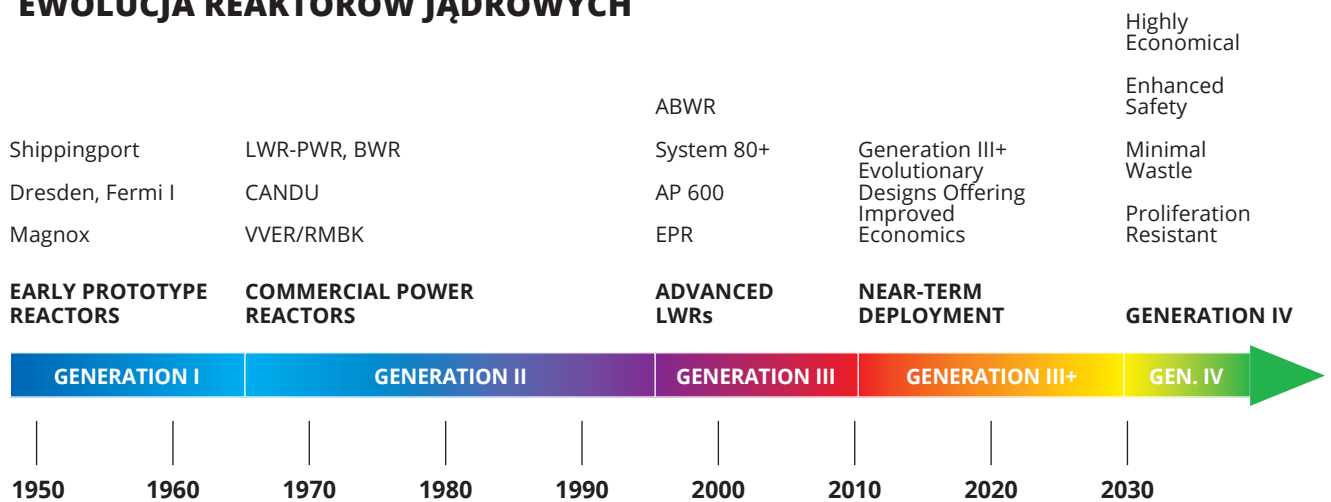
LICENCJONOWANE REAKTORY JĄDROWE CO NAJMNIEJ III GENERACJI, O MOCY NIE WIĘKSZEJ NIŻ 300 MWE

SERIA	MOC	RODZAJ	PRODUCENT, MIEJSCE EKSPLOATACJI	IŁOŚĆ BLOKÓW	ROZPOCZĘCIE EKSPLOATACJI
CNP-300	300 MWe	PWR	SNERDI/CNNC, Chiny i Pakistan	1+ 4	1991 i 2000-2017
PHWR-220	220 MWe	PHWR	NPCIL, Indie	14	1985-2011
KLT-40S	35 MWe	PWR	OKBM, Iłośćamacz Akademik Lomonosow, zakotwiczenie Syberia/Rosja	2	kwiecień 2020 FNPP - gotowy infrastruktura - w budowie

Od kilku lat IAEA koordynuje prace nad SMR w poszczególnych państwach przez weryfikację koncepcji, opracowywanie wytycznych i kierunków regulacji dla dozorów jądrowych, a także nadzorując bazę danych o podejmowanych projektach SMR. Obecnie opracowywanych jest ponad 50 projektów SMR do różnych zastosowań. Mają one różny stopień gotowości technicznej - od sprecyzowanych koncepcji, poprzez budowane już prototypy, po reaktory znajdujące się już na etapie licencjonowania. Większość rozwiązań zakłada pracę zarówno pojedynczej jednostki, jak i wielomodułowej, zintegrowanej w jeden układ instalacji. Obecnie wszystkie główne klasy reaktorów mają swoje odzwierciedlenie w SMR: reaktory wodne, reaktory chłodzone gazem, sodem, stopionymi solami lub ciekłym metalem oraz pracujące na neutronach termicznych lub prędkich.

Aktualnie na świecie zakończyły proces licencjonowania 3 serie energetycznych reaktorów jądrowych o mocy mniejszej niż 300 MWe, zaliczające się do co najmniej III generacji. Z uwagi jednak, na zmiany w poszczególnych reaktorach oraz brak powtarzalności i modułowego podejścia w projekcie, szczególnie indyjskich bloków, nie można w pełni mówić o SMR. Jedynie reaktory typu KLT40s spełniają wszystkie warunki definicji SMR.

EWOLUCJA REAKTORÓW JĄDROWYCH



Poniżej scharakteryzowano wybrane SMR, będące aktualnie w budowie lub też w zaawansowanym stadium projektu (licencyjnym i biznesowym). Należą do nich głównie reaktory LWR generacji III+, a także zupełnie nowe koncepcje reaktorów IV generacji, przynosząc nowe podejście do energetyki jądrowej.

WYBRANE SMR, BĘDĄCE AKTUALNIE W BUDOWIE LUB TEŻ W ZAAWANSOWANYM STADIUM PROJEKTU

SERIA	MOC	RODZAJ	PRODUCENT, MIEJSCE EKSPLOATACJI	STATUS	ROZPOCZĘCIE EKSPLOATACJI
RITM-200	50 MWe	PWR	OKBM, Rosja	w budowie	2020-2022
CAREM-25	32 MWe	PWR	CNEA & INVAP, Argentyna	w budowie	2021
HTR-PM	210 MWe	2X HTR	INET, CNEC & Huaneng, Chiny	w budowie	2020
ACPR50S	60 MWe	PWR	CGN, Chiny	w budowie	2020
VBER-300	300 MWe	PWR	OKBM, Rosja	licencjonowanie, brak lokalizacji	ND
NuScale	60 MWe	PWR	NuScale Power + Fluor, USA	licencjonowanie, wybrana lokalizacja	2025
SMR-160	160 MWe	PWR	Holtec, USA + SNC-Lavalin, Kanada	licencjonowanie	2026
ACP100	125 MWe	PWR	NPIC/CNPE/CNNC, Chiny	licencjonowanie, wybrana lokalizacja	2025
SMART	100 MWe	PWR	KAERI, Korea Południowa	licencjonowanie, wstępnie wybrana lokalizacja	ND
BWRX-300	300 MWe	BWR	GE Hitachi, USA	licencjonowanie	po 2030
PRISM	311 MWe	S- FNR	GE Hitachi, USA	licencjonowanie, brak lokalizacji	ND
ARC-100	100 MWe	S- FNR	ARC i GE Hitachi, USA	licencjonowanie, wstępnie wybrana lokalizacja	ND
Integral MSR	192 MWe	MSR	Terrestrial Energy, Kanada	licencjonowanie, wstępnie wybrana lokalizacja	ND
BREST	300 MWe	L-FNR	RDIFE, Rosja	w budowie	2026

3.2. KLT-40S

Rosja posiada ogromną praktykę w projektowaniu napędów jądrowych zarówno dla łodzi podwodnych, jak i lodołamaczy, w tym 300 reaktorów w eksploatacji tych ostatnich. Długoletnie doświadczenie w projektowaniu i bezawaryjnej eksploatacji statków jądrowych było podstawą opracowania projektu małej pływającej elektrowni jądrowej (*floating nuclear power plant*, FNPP).

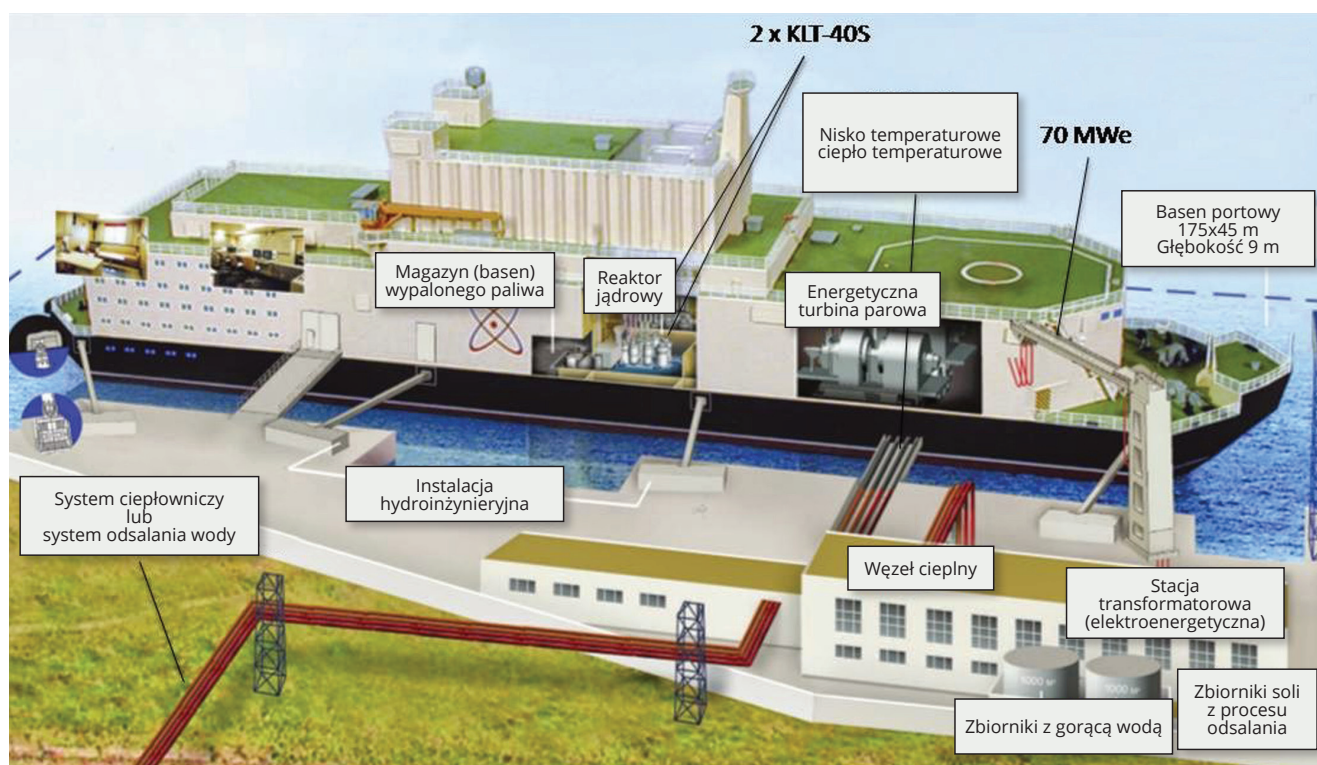
Potencjalne zastosowania FNPP to:

- dostarczanie na poziomie lokalnym ogrzewania i energii elektrycznej w ramach rozwoju regionów około arktycznych Rosji;
- dostarczanie energii na potrzeby procesu odsalania wody morskiej w krajach rozwijających się.

Dwa reaktory KLT-40S, każdy o mocy 35 MWe, zainstalowane na pierwszej tego typu na świecie jednostce FNPP „Akademik Łomonosow”, oparte są o projekt napędów jądrowych stosowanych na rosyjskich statkach. Ich budowa rozpoczęła się w 2009 roku. Prace były głównie prowadzone w stoczni w St. Petersburgu. W 2018 r. jednostkę przetransportowano do bazy serwisowej w Murmańsku, gdzie załadunek paliwa zakończono w październiku oraz z sukcesem osiągnięto stan krytyczny reaktora. We wrześniu 2019 r., FNPP zacumował w Pevek (Czukocki Okręg Autonomiczny). Z uwagi na trwające obecnie prace nad infrastrukturą towarzyszącą, osiągnięcie pełnej mocy operacyjnej planowane jest na kwiecień 2020 r.

FNPP „Łomonosow” przeznaczony jest do działania w trzech lub czterech 12-letnich cyklach operacyjnych. Pod koniec każdego okresu statek będzie musiał wrócić na 1-2 lata do stoczni serwisowej w Murmańsku w celu naprawy, uzupełnienia paliwa i usunięcia odpadów radioaktywnych. Dla zapewnienia stałej dostawy energii, planowana jest cała flota jednostek FNPP. Pojedyncza jednostka posiada 10 przedziałów, w tym dedykowane do przechowywania odpadów, mierzy 144 metry długości, 30 metrów szerokości i 10 metrów wysokości, i wyporność około 21 500 ton wody.

GŁÓWNE ELEMENTY PŁYWAJĄCEJ ELEKTROWNI JĄDROWEJ Z REAKTORAMI KLT-40



SMR KLT-40S zaprojektowane są do elastycznej pracy w zakresie mocy od 10% do 100% (przy zmianie 0,1%/s) oraz dostosowane do ciągłej pracy aż do 26 000 godzin. Jednostki FNPP z reaktorami KLT-40S zostały zaprojektowane w oparciu o:

- modułową konstrukcję głównych elementów: reaktor, generatory pary, główne pompy obiegowe, dodatkowo połączone krótkimi dyszami (bez długich rurociągów);
- system czteropętłowy z wymuszonym i niewymuszonym obiegiem pierwotnego chłodziwa;
- zewnętrzny układ zwiększania ciśnienia atmosfery;
- systemy bezpieczeństwa pasywnego;
- sprawdzone (w jednostkach jądrowych napędowych) technologie i techniki instalacji, naprawy i wymiany sprzętu, a także systemy i narzędzia diagnostyki oraz monitorowania.

Całkowity koszt instalacji oszacowano na 571 mln USD, wliczając w to 107 mln USD na przygotowanie odpowiedniej infrastruktury lądowej. Docelowo szacuje się, że kolejne generacje FNPP będą kosztować ok. 140 mln USD.

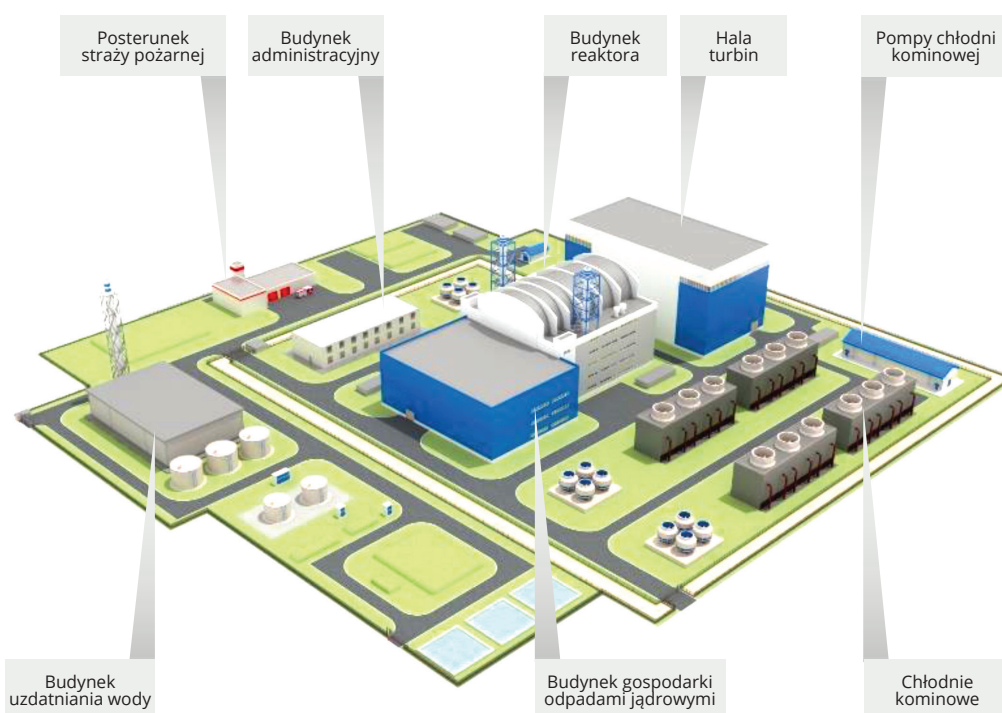
3.3. RITM-200

Rosyjskie reaktory serii RITM-200 i RITM-200M są kolejnym typem reaktorów SMR dedykowanych dla pływających elektrowni jądrowych. RITM-200 do tej pory zostały zainstalowane na 3 nuklearnych lodołamaczach – „Arkitka”, „Sibir” i „Ural”, które będą służyć do celów transportowych na Morzu Arktycznym. Oddanie ich do eksploatacji ma nastąpić w latach 2020 -2022. Kolejne 2 jednostki mają powstać nie później niż do 2027 roku. Seria RITM służyć będzie do zaspokojenia lokalnych, energetycznych potrzeb na terenach izolowanych, o rozproszonej sieci elektroenergetycznej lub do celów przemysłowych w strefach nadmorskich. Oferta tych SMR już teraz udostępniana jest krajom takim jak Brazylia, Indonezja, czy Turcja. Podobnie jak KLT-40S, jednostka (długość 160 m, szerokość 34 m, zanurzenie 10,5 m) wyposażona będzie w dwa reaktory dostarczające sumarycznie 300 MWt/ 100 MWe.

Reaktory serii RITM są najbardziej zoptymalizowanym projektem pod względem wielkości oraz innych parametrów technicznych i ekonomicznych wśród SMR dedykowanych dla FNPP. Docelowo reaktory RITM-200M będą również punktem wyjścia dla SMR dla w pełni stacjonarnych (*onshore*) małych elektrowni jądrowych, dla których już teraz Rosja aktywnie szuka rynków zbytu. Koszty dla uniwersalnych jednostek (lodołamaczy i FNPP w jednym) kształtują się na poziomie 1,8 mld USD.

Docelowo koszty te mają spaść, zwłaszcza dla elektrowni jądrowych onshore. Można się spodziewać, że koszt budowy niezbędnej infrastruktury będzie na podobnym poziomie jak dla KLT-40, czyli ok. 107 mln USD.

PLAN ZAGOSPODAROWANIA „LĄDOWEJ” ELEKTROWNI JĄDROWEJ Z REAKTORAMI RITM-200



PARAMETRY TECHNICZNE

Moc elektryczna	100 MWe (2 x 50)
Moc termiczna	350 MWt (2 x 170)
Kampania paliwowa	6 lat
Czas życia	60 lat
Współczynnik wydajności	90%
Powierzchnia elektrowni	5,6 hektara (13 akrów)
Czas budowy	3-4 lata

W porównaniu do KLT-40, bardziej kompaktowe podejście do elementów, np. generatorów pary, umożliwia na ich umieszczenie wewnątrz obudowy ciśnieniowej reaktora. Dodatkowo, zintegrowana konfiguracja reaktora niemal całkowicie eliminuje klasyczną możliwość dużej utraty chłodziwa (*large loss-of-coolant accident*, LOCA). Konstrukcja reaktorów RITM zapewnia lepsze osiągi w zakresie zwiększenia dostępnej mocy elektrycznej (40% więcej) przy zmniejszonych wymiarach (o 45%) i masie (o 35%). Z kolei podejście modułowe i możliwość pracy w systemach wieloblokowych, np. poprzez wspólne systemy pomocnicze, pozwala na łatwiejszą rozbudowę mocy elektrycznej instalacji. Zwiększając moc elektrowni z 100 MWe do 200 MWe, spowoduje zwiększenie zajmowanej powierzchni z 5,6 ha do 8,6 ha.

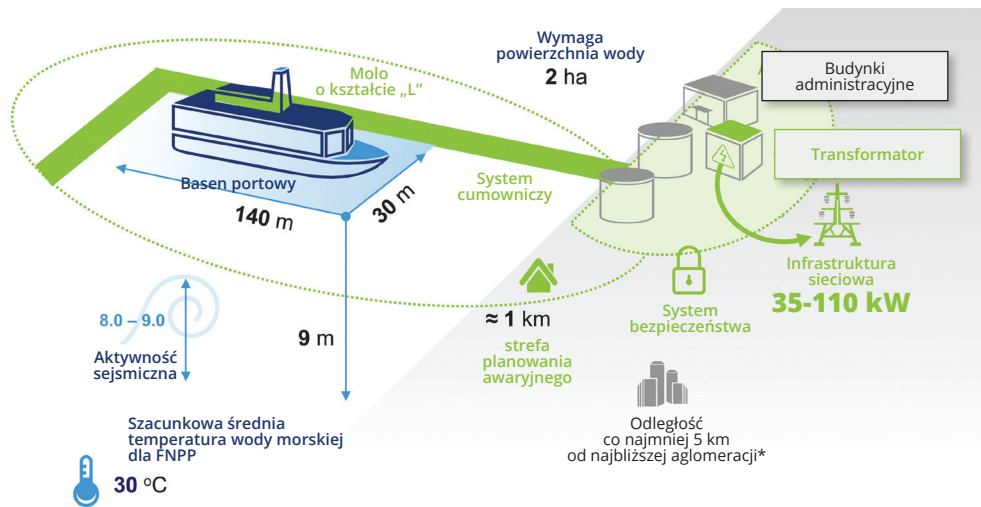
W przypadku FNPP o mocy 100 MWe, niezbędne jest jedynie zapewnienie dostępu do 2 ha powierzchni wody, a planowana strefa ochronna ogranicza się do 1 km². Poniższy rysunek stanowi wyznacznik dla przyszłych jednostek FNPP, zatwierdzony przez rosyjski dozór jądrowy.

Koncepcja bezpieczeństwa reaktorów RITM opiera się na zasadzie ochrony w głąb, w połączeniu z zastosowaniem konstrukcji wewnętrznie bezpiecznej (*inherent safety design*) i pasywnych systemów bezpieczeństwa. Reaktor został zaprojektowany tak, aby w przypadku wystąpienia jednocześnie awarii LOCA i całkowitego zaniku zasilania, czas na podjęcie przez operatora pierwszego działania wynosił 72 h.

RITM optymalnie łączy systemy bezpieczeństwa pasywnego i aktywnego, tak by poradzić sobie z nieprawidłową obsługą, zdarzeniami i awariami, dzięki:

- pasywnym systemom redukcji ciśnienia i chłodzenia;
- podzielonemu na 2 niezależne grupy systemowi kompensacji ciśnienia, który minimalizuje potencjalny wyciek chłodziwa;
- kompaktowemu designowi komponentów, który umożliwił umieszczenie wszystkich elementów obiegu pierwotnego w zbiorniku ciśnieniowym;
- dodaniu kolektora pary pierwotnego obiegu chłodziwa.

KRYTERIA WYBORU LOKALIZACJI DLA FNPP I WYMAGANEGO ZAPLECZA



*Aglomeracja = skupisko mieszkalne o gęstości > 100 os/km²

Dawka narażenia personelu, przy normalnej eksploatacji, jak również potencjalnej awarii projektorowej⁴ nie przekroczy 0,01% naturalnego promieniowania. Dawka narażenia w tym przypadku jest zatem o wiele mniejsza niż dawka graniczna dla osób z ogółu ludności (ponad 3000 razy mniejsza).

Projekt serii reaktorów RITM został opracowany zgodnie z rosyjskimi przepisami, normami i zasadami dotyczącymi elektrowni jądrowych oraz z zastosowaniem ścisłych zaleceń IAEA.

4. Awarii projektorowa to rodzaj awarii rozważanej na etapie projektu i której skutkom trzeba zapobiec środkami przewidzianymi przez konstruktora np., w elektrowni muszą istnieć układy bezpieczeństwa wystarczające do tego, by opanować skutki takiej awarii przy założeniu, że jednocześnie z wydarzeniem inicjującym awarię – takim jak np. rozerwanie rurociągu w pierwotnym układzie chłodzenia reaktora – wystąpi jednocześnie zanik zasilania elektrowni energią elektryczną z sieci zewnętrznej, pojawi się niemożność uruchomienia jednego z układów bezpieczeństwa mających przeciwdziałać awarii.

3.4. CAREM-25

Seria reaktorów CAREM (z hiszp. *Central Argentina de Elementos Modulares*), to zasadniczo uproszczony projekt ciśnieniowego reaktora wodnego PWR (z ang. *Pressurized Water Reactor*) opracowywany w Argentynie. Po raz pierwszy projekt został zaprezentowany w 1984 r., jednak dopiero w 2006 r. zaczęto nad nim prace. Obecnie budowany jest pierwszy demonstracyjny obiekt (first of a kind, FOAK), obok istniejącej elektrowni jądrowej Atucha I, położonej na północ od Buenos Aires. Budowany reaktor będzie miał moc 32 MWe. W oparciu o doświadczenia zdobyte przy projektowaniu, licencjonowaniu i eksploatacji CAREM-25, kolejne reaktory z tej serii będą miały moc 100 MWe.

Projekt reaktora cechuje zintegrowanie elementów - obieg chłodziwa znajduje się w zbiorniku reaktora, dzięki czemu cała instalacja działa pod tym samym ciśnieniem. Taka konstrukcja minimalizuje ryzyko awarii LOCA. Dodatkowo, cyrkulacja wody w obiegu pierwotnym nie jest wymuszona - nie są wymagane żadne pompy (koncepcja *inherent safety design*) nawet w sytuacjach awaryjnych. Reaktor zaprojektowano, tak by w sytuacjach awaryjnych pierwsze aktywne działania można było zacząć najpóźniej po upływie 36 h.

FOAK CAREM został opracowany w oparciu o bogate doświadczenie w eksploatacji reaktorów badawczych oraz komercyjnych PWR i PHWR (ciśnieniowy reaktor ciężkowodny, z ang. *Pressurized Hard Water Reactor*). Jest dziełem oryginalnej technologii argentyńskiej, gdzie 70% jego komponentów zostało wyprodukowanych lub zapewnionych przez rodzime firmy, w tym również kasety paliwowe oraz generator pary, dla którego zbudowano specjalną linię produkcyjną, optymalizowaną do produkcji seryjnej kolejnych reaktorów.

CAREM został zaprojektowany jako źródło energii do dostaw energii elektrycznej dla regionów o niewielkim zapotrzebowaniu, jako element sieci rozproszonej. Może też wspierać procesy odsalania wody morskiej w celu dostarczania wody pitnej i energii do obszarów nadmorskich.

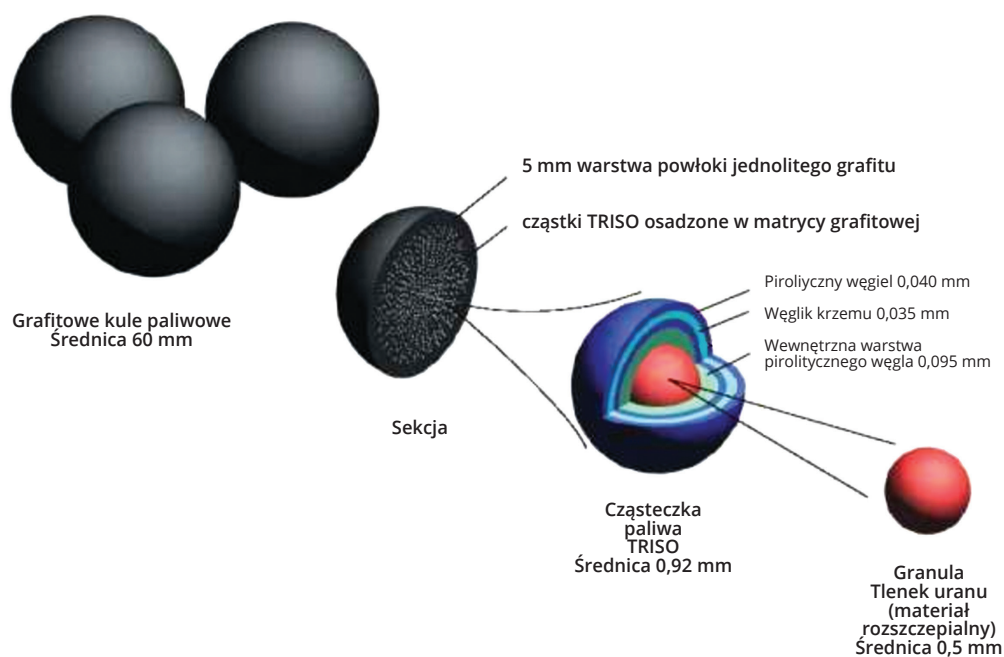
Pierwsze prace budowlane rozpoczęto w 2014 roku. Równocześnie prowadzony był program przygotowania krajowych dostawców, zarówno do produkcji komponentów na potrzeby demonstratora, jak i do optymalizacji procesu technologicznego do komercyjnej produkcji seryjnej (*N-th of a kind*, NOAK). Obecnie stan zaawansowania w całym programie budowy demonstracyjnego CAREM-25 szacuje się na ponad 55% (zapewniono finansowanie, ukończono główne testy, zakończono licencjonowanie, zaplanowano i wdrożono łańcuch dostaw, rozpoczęto budowę i produkcję). Rozpoczęcie eksploatacji zaplanowano na 2021 rok, natomiast koszty projektu szacowane są na 446 mln USD.

3.5. HTR-PM

Projekt tego wysokotemperaturowego, chłodzonego gazem reaktora (*high temperature gas cooled reactor*, HTR, HTGR), należącego do IV generacji reaktorów, prowadzony jest od 2012 roku w Chinach. Reaktor częściowo oparto na prototypowanym wcześniej HTR-10, a cechą wyróżniającą go jest tzw. rdzeń usypany (*pebble bed*) z nowoczesnego paliwa opartego o TRISO (*tristructural-isotropic*, czyli izotropowe ceramiczne paliwo trójwarstwowe).

Właściwe paliwo uranowe, zamknięte w kapsułkach nie większych niż 1 mm, umieszczone jest w grafitowych kulach o średnicy 60 mm. Rdzeń reaktora to walec o średnicy 3 m i wysokości 11 m. W rdzeniu znajduje się 420 000 elementów paliwowych. Średnia temperatura helu na wylocie z rdzenia to 750°C, co umożliwia tworzenie pary o temperaturze 570°C i ciśnieniu 14 MPa. Głównym pomysłodawcą reaktora jest INET Uniwersytetu Tsinghua w Chinach (Institute of Nuclear and New Energy Technology), który posiada 40-letnie doświadczenie w pracach nad reaktorami wysokotemperaturowymi. Budowana aktualnie demonstracyjna elektrownia w Shidao Bay, w prowincji Shandong, będzie składać się z dwóch modułowych reaktorów o mocy 250 MWt, które po połączeniu z turbiną parową mogą produkować 211 MWe. HTR-PM jest zaprojektowany nie tylko do działania przy podstawowym obciążeniu, ale również w sześciu innych stanach eksploatacji.

Ciekawą cechą jest przystosowanie reaktora do alternatywnego paliwa jądrowego: plutonowo-torowego. W założeniach bierze się pod uwagę wykorzystanie ciepła z reaktora do produkcji wodoru.

PALIWO TRISO

W styczniu 2008 r. chińska rada stanu zatwierdziła plan wdrożenia projektu HTR-PM ze szczegółowym planem technologicznym w zakresie badań i rozwoju, wraz z przewidywanym zaangażowaniem chińskiego przemysłu. Dziś Chiny posiadają zaawansowane laboratoria energetyki, które umożliwiły weryfikację głównych urządzeń i systemów pracujących w helowym środowisku wysokotemperaturowym. Z uwagi na pracę w tzw. zamkniętym obiegu Brytona (turbiny gazowe dla porównania pracują w otwartym obiegu Brytona), zastosowano specjalną, nowoczesną turbinę helową, której wirnik wsparty jest magnetycznymi łożyskami. Spodziewane rozpoczęcie produkcji to 2020 rok. Oczekuje się, że HTR-PM nie tylko będzie pierwszym działającym reaktorem IV generacji, ale też pełnoprawnym SMR.

Planuje się rozpoczęcie budowy kolejnych 18 jednostek w najbliższych latach. Oprócz HTR-PM250, Chiny proponują powiększoną wersję HTR-PM600. W elektrowni znajdzie się jedna duża turbina o mocy 650 MWe, napędzana przez około sześć jednostek reaktora HTR-PM. Pierwszą z sześciu potencjalnych lokalizacji jest Ruijin w prowincji Jiangxi. Rozpoczęcie budowy ma nastąpić w ciągu najbliższych 2 lat.

Dane dotyczące konkretnych kosztów projektu HTR-PM są trudne do uzyskania. Koszt jednostkowy reaktora HTR-PM jest o 20% wyższy niż typowego LWR (reaktor lekkowodny, z ang. *light water reactor*), stąd można zakładać, że wskaźnik nakładów inwestycyjnych wyniesie ok. 3,84 mln USD/MWe, a część jądrowa stanowi około 60% kosztu całego projektu, który zamknąć się powinien w kwocie około 1,4 mld USD.

Docelowo szacuje się, że koszt NOAK HTR-PM 210 będzie wynosił od 420-525 mln USD, a HTR-PM600 1,2-1,5 mld USD. Prognozowany koszt energii elektrycznej będzie około 25% wyższy niż wyprodukowanej w elektrowni jądrowej, opartej o reaktory III generacji. Natomiast dzięki wysokiej temperaturze, reaktory prawdopodobnie będą nadawały się do tzw. kogeneracji jądrowej – czyli prócz dostarczania energii elektrycznej, będą również dostarczać ciepło wykorzystywane w procesach energochłonnych w przemyśle.

3.6. ACP50S

Seria chińskich reaktorów ACP50 i ACP50S o mocy 50 MWe, podobnie jak reaktory rosyjskie, zaprojektowana została do pracy na pływającej i stacjonarnej elektrowni jądrowej. Tę serię SMR zaprojektowano jako wielozadaniowy reaktor mocy do elastycznej pracy od 20% do 100% mocy nominalnej, nawet w długim okresie zapotrzebowania, dla następujących zastosowań:

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	440 mln kWh/rok
PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I WODY PITNEJ	420 mln kWh/rok 22 000 t wody pitnej/dzień
INSTALACJA ODSALANIA WODY MORSKIEJ	22 000 t wody pitnej/dzień 153 000 t wody użytkowej /dzień (odsolonej)
PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	370 mln kWh/rok + źródła chłodu 51,2 MW (chillery asorbycyjne Li-Br) 420 mln kWh/rok + źródło chłodu 24,8 MW (chillery amonikalne)

Kompaktowa i modułowa budowa tych reaktorów, w oparciu o długoletnie doświadczenie w projektowaniu i eksploatacji reaktorów PWR oraz wielkogabarytowych statków transportowych sprawia, że mogą być one najbardziej konkurencyjne wśród dostępnych technologii w perspektywie najbliższej dekady.

Demonstracyjna FNPP ACP50S zostanie najpóźniej pod koniec 2020 roku wysłana w rejon chińskich platform wiertniczych w Zatoce Pohajna na Morzu Żółtym. Koszt projektu szacuje się na 461 mln USD. Koszt wyprodukowania energii elektrycznej prognozuje się na poziomie 0,9 CNY/kWh (chiński yuan/kWh), a więc niezwykle konkurencyjnym wobec obecnych cen na poziomie 2 CNY/kWh energii elektrycznej, wyprodukowanej przez generatory diesla na platformach wiertniczych lub izolowanych wyspach chińskich.

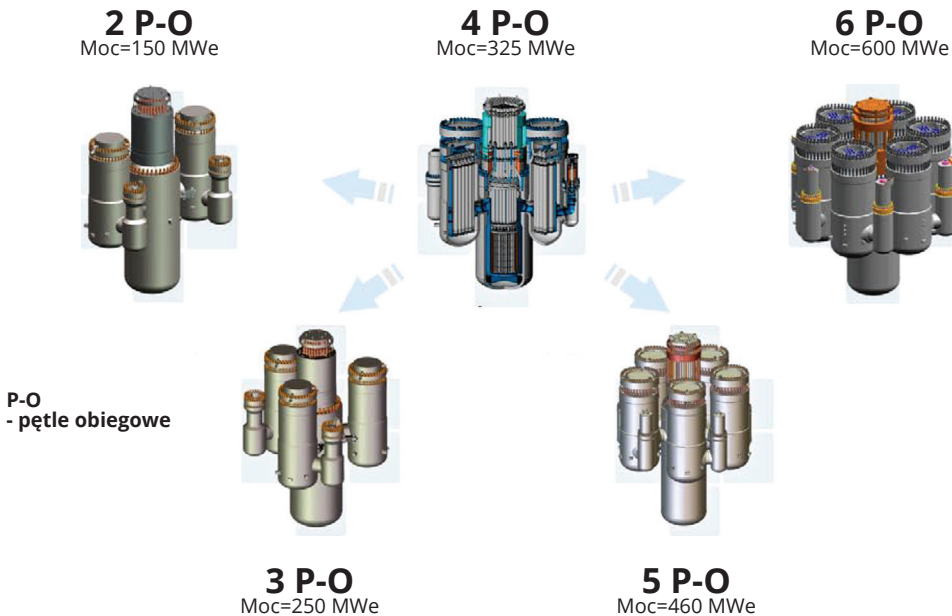
Demonstracyjna stacjonarna elektrownia ACP50S powstanie w jednej z czterech lokalizacji wybranych na terenie kontynentalnych Chin - 2 lokalizacje w prowincji Guangdong i po 1 lokalizacji w prowincji Guizhou oraz Hebei.

3.7. VBER-300

VBER-300 to wielozadaniowy, jeden z największych prototypowanych SMR, o mocy znamionowej 325 MWe (917 MWt), przeznaczony do pracy w elektrowniach jądrowych, jądrowych elektrociepłowniach i pływających elektrowniach jądrowych. Konstrukcja VBER-300 to ewolucja modułowych morskich reaktorów napędowych, ale też wynik skalowania reaktorów VVER (z ros. *vodo-vodyanoi energetichesky reaktor*). Ten typ SMR zaprojektowano zarówno do transportu morskiego, jak i lądowego. Jego idea zakłada, że reaktor będzie mógł pracować z innymi SMR lub samodzielnie.

Głównym rynkiem zbytu mają być lokalizacje odległe, zastępując elektrociepłownie na paliwa kopalne. Zastosowane turbiny kondensacyjnej pozwalają na pracę w kogeneracji - reaktor sumarycznie może dostarczyć do 220 MWe i 488 MWt, co może być skutecznie wykorzystane na potrzeby procesów energochłonnych w przemyśle.

ROZWIĄZANIA OPARTE O REAKTORY VBER



Z uwagi na ogromne doświadczenie w projektowaniu, budowie i eksploatacji elektrowni z reaktorami typu VVER, przewidywany proces budowy ma trwać maksymalnie 48 miesięcy.

Elastyczne podejście do projektowania elektrociepłowni z reaktorem VBER spowodowało, że ostateczna moc bloku może być dostosowana do klienta, tylko przez zmianę ilości pętli w obiegu pierwotnym i nieznaczne modyfikacje w samym reaktorze.

OKBM Afrikantov (rosyjska firma specjalizująca się w inżynierii jądrowej z siedzibą w Niżnym Nowogrodzie) już teraz jest w stanie w 36 miesięcy przygotować dedykowany projekt dla konkretnego klienta, w tym dokumentację na poziomie niezbędnym do uzyskania licencji do budowy obiektu jądrowego - już po 18 miesiącach. Pomimo stosunkowo zaawansowanego stadium projektu brak dostępnych, aktualnych źródeł dotyczących kosztów budowy elektrociepłowni jądrowej VBER-300.

3.8. NUSCALE

NuScale Power Module™ (NPM) to jeden z najbardziej rozpoznawalnych projektów SMR. Oryginalnie wywodzi się z amerykańskiego startupu wspieranego przez Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS) oraz ENERCON Inc. Reaktor ten od początku jest projektowany do pracy w elastycznych i wieloblokowych elektrowniach o mocy od 50 do 600 MWe. Program budowy 12 reaktorów SMR pracujących w jednej instalacji, sterowanych z jednej sterowni, znajduje się aktualnie na etapie projektowania i licencjonowania. Każdy z SMR jest zaprojektowany do pracy niezależnie od tego, czy pracuje jako pojedyncza jednostka, czy też w złożonej konfiguracji. Efektem tego jest dynamiczna praca reaktora w dużym zakresie mocy: wzrost mocy z 20% do 100% w ciągu 27 min. lub redukcja mocy ze 100% do 20% w ciągu 10 min.

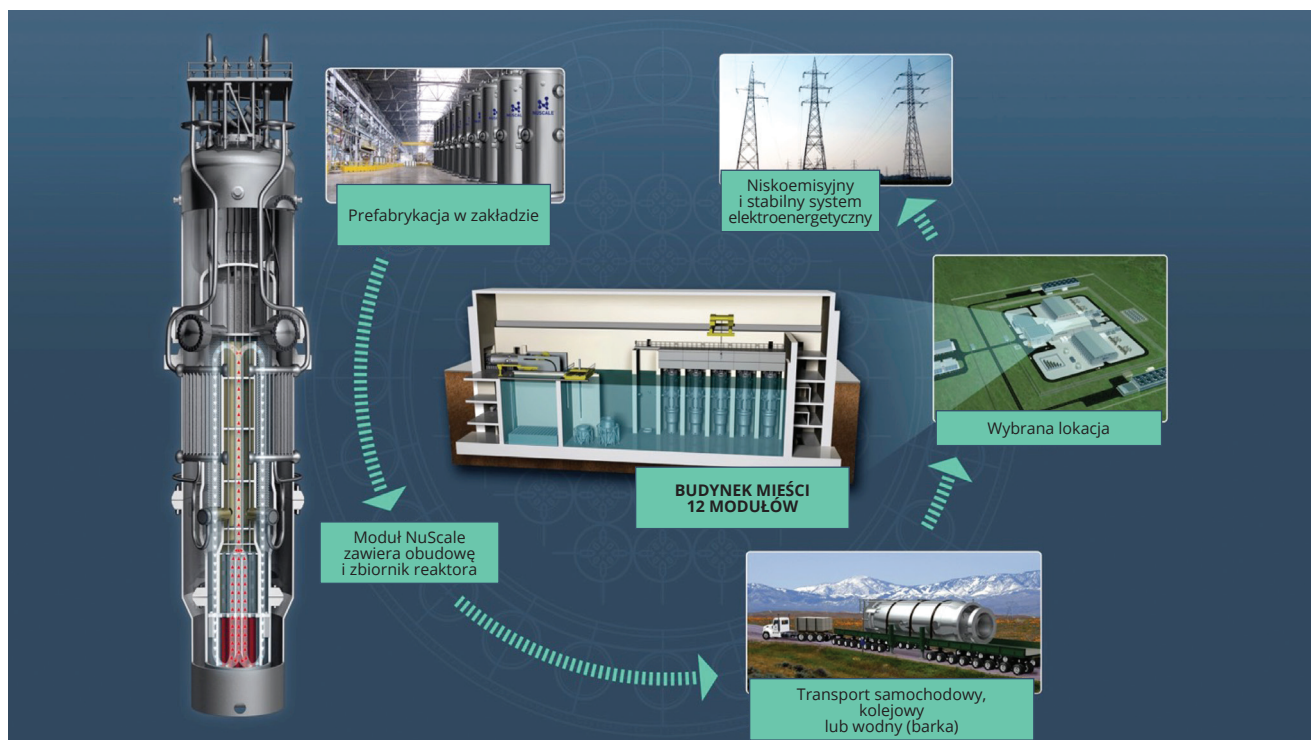
Istotne cechy konstrukcyjne NuScale to:

- prefabrykowany, kompaktowy i modułowy układ,
- niewymuszony (bezpompowy) obieg chłodziwa we wszystkich stanach reaktora,
- wysokociśnieniowy zbiornik zawierający kluczowe elementy instalacji: rdzeń reaktora, stabilizator ciśnienia i wytwornicę pary, pełniący także rolę obudowy bezpieczeństwa.

Nuclear Energy Agency (utworzona w ramach Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD), międzyrządowa organizacja krajów uprzemysłowionych z siedzibą w Paryżu) ocenia, że potencjalny rynek dla tego typu SMR do 2035 r. będzie kształtował się na poziomie ponad 100 mld USD z uwagi na elastyczne wykorzystanie reaktorów do produkcji energii elektrycznej, jak i możliwość nieelektrycznych zastosowań, np. produkcja wodoru lub przy wydobyciu ropy naftowej z piasków bitumicznych.

Od 2017 roku NuScale przechodzi proces certyfikacji Design Certification Review, jako jedyny projekt SMR realizowany przez amerykański dozór jądrowy US Nuclear Regulatory Commission. W 2018 roku NRC wydało pozytywną opinię na temat braku konieczności zapewnienia zewnętrznego, zapasowego źródła zasilania, z uwagi na pasywną i wewnętrznie bezpieczną konstrukcję projektu. Spodziewany termin zakończenia licencjonowania to wrzesień 2020 r. Kolejnym krokiem ma być rozpoczęcie w 2023 r., przy udziale koreańskiego Doosan Heavy Industries&Construction, budowy elektrowni jądrowej opartej o 12 modułów 60 MWe NuScale o łącznej mocy 720 MWe w Idaho National Laboratory, a następnie jej uruchomienie ok. 2026 roku. Doosan zajmie się prefabrykacją głównych komponentów i wspomże NuScale w ekspansji światowej. Do tej pory NuScale podpisało umowy o współpracy przy zbadaniu możliwości wdrożenia technologii w Czechach, Rumuni, Kanadzie i Jordani, a zabiega również o to w krajach niemających do tej pory doświadczenia z reaktorami jądrowymi, np. w Australii.

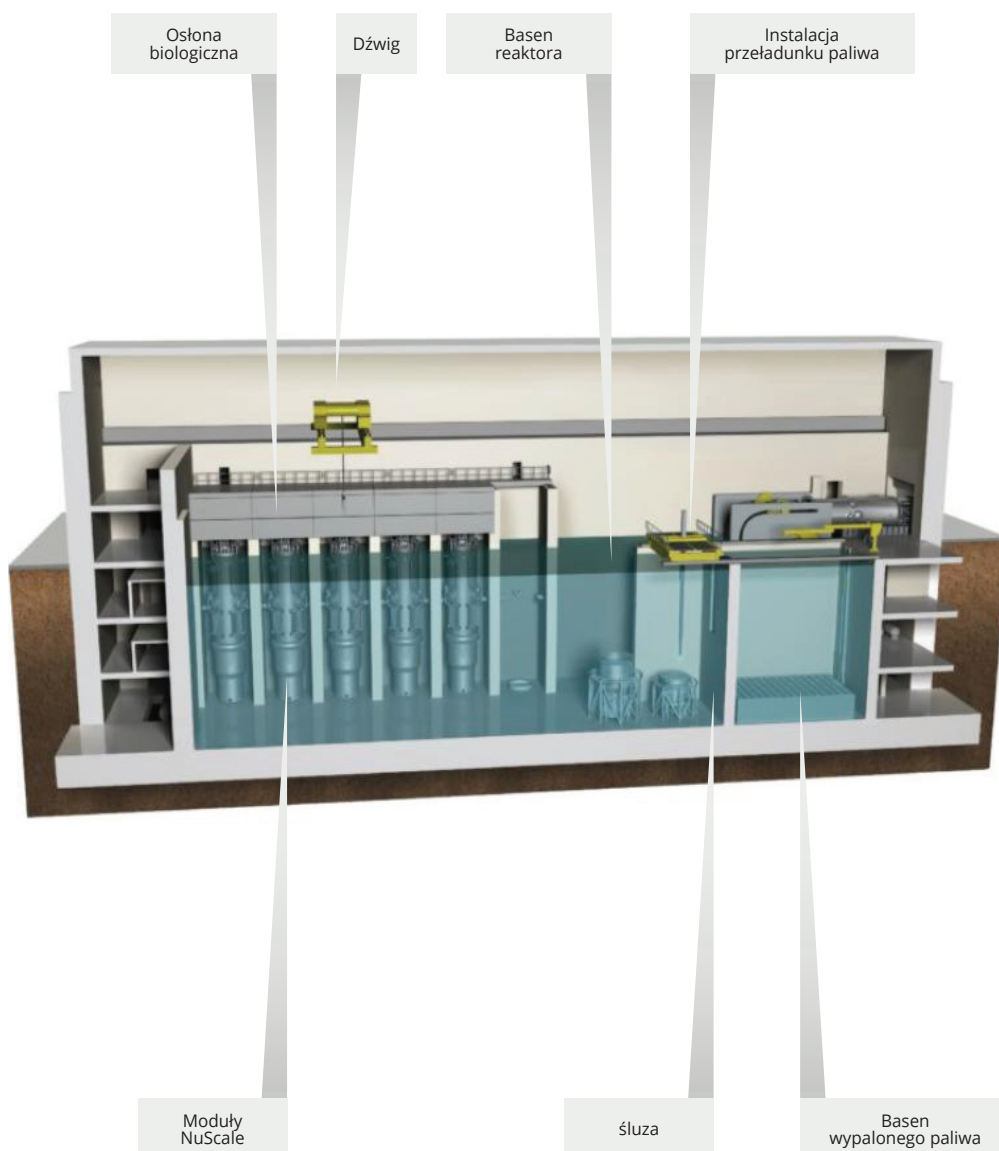
NUSCALE - PODEJŚCIE DO BUDOWY ELEKTROWNI I JEJ EKSPLOATACJI



Koszt NuScale na poziomie projektowania, licencjonowania i komercjalizacji projektu szacuje się na 900 mln USD, w tym 266 mln USD otrzymanych od Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych (DOE), czego efektem jest między innymi 485 patentów chronionych w 20 krajach.

NuScale oszacował jednostkowe nakłady inwestycyjne w wysokości 4350 USD/kWe dla swojej pierwszej elektrowni i dąży do uzyskania LCOE (iloraz zdyskontowanych nakładów na budowę i kosztów eksploatacji oraz sumy zdyskontowanych wolumenów wyprodukowanej energii, z ang. *Levelized Cost of Electricity*) na poziomie około 65 USD/MWh (z uwzględnieniem w stopie dyskonta wsparcia DOE, kosztów pozyskania kapitału oraz podatków). Po osiągnięciu dojrzałości technicznej koszt NOAK szacuje się na 3600 USD/kWe.

NUSCALE – PRZEKRÓJ BUDYNKU REAKTORA, CZĘŚCIOWO UMIESZCZONEGO POD ZIEMIĄ



Źródło: <https://www.nuscalepower.com/-/media/Nuscale/Files/Technology/Technical-Publications/nuscale-power-plant-resilience.ashx?la=en&hash=CCC319499E3E5DD65A1941F1471DD6D3EE264D7E>
<https://www.tdworld.com/generation-and-renewables/nuscale-s-smr-design-clears-phases-2-and-3-nrc-s-review-process>

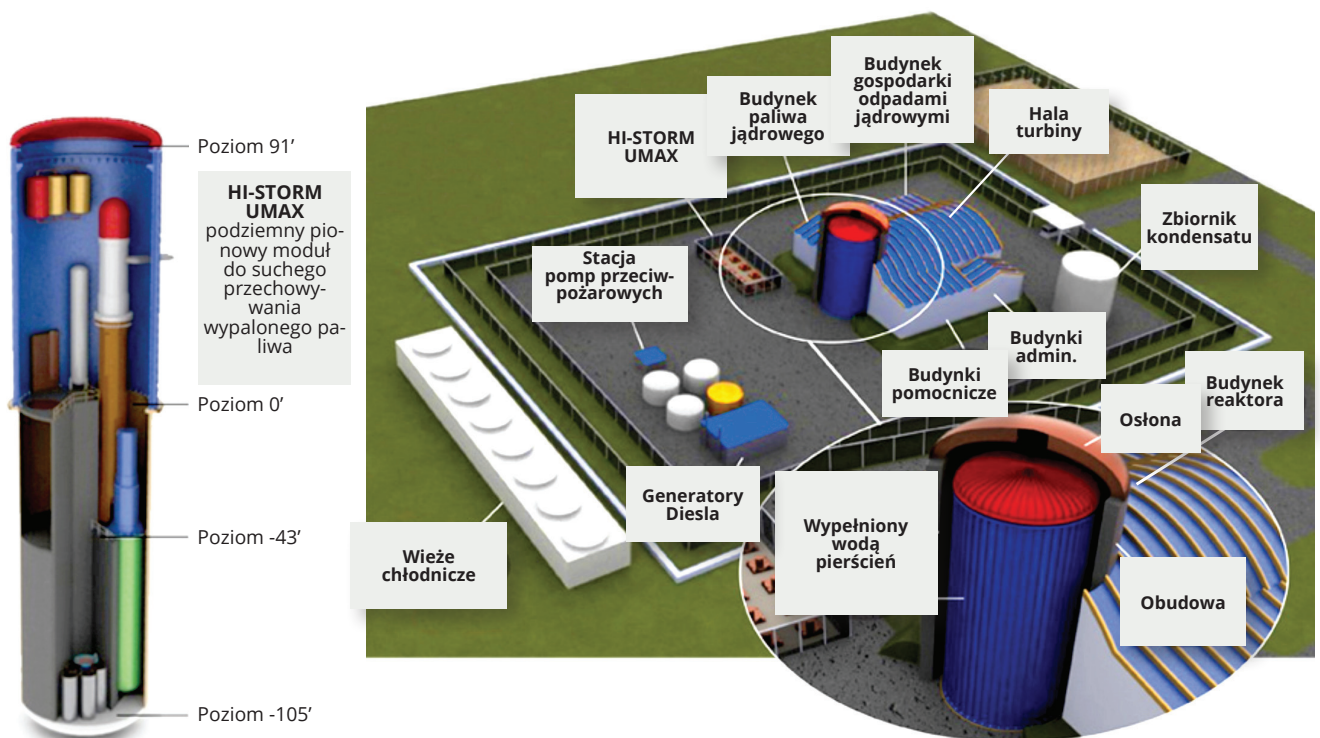
3.9. SMR-160

Reaktor SMR zaprojektowany przez Holtec International (amerykańską firmę specjalizującą się w projektowaniu i produkcji części do reaktorów jądrowych), to reaktor o mocy 160 MWe, wykorzystujący paliwo uranowe o niskim wzbogaceniu. Projekt zakłada, że rdzeń reaktora i wszystkie elementy obiegu pierwotnego byłyby zlokalizowane pod ziemią. SMR-160 charakteryzuje pasywny systemem chłodzenia, który ma pracować nieprzerwanie po wyłączeniu lub w przypadku braku zasilania.

Do uruchomienia reaktora nie są potrzebne aktywne mechaniczne komponenty (np. pompy). Podstawowym zastosowaniem SMR-160 jest produkcja energii elektrycznej z opcją kogeneracji (tj. wytwarzanie wodoru, ogrzewanie miejskie i odsalanie wody morskiej). Konstrukcja elektrowni oparta o SMR tego typu, jest łatwo przystosowalna do lokalizacji ubogich w wodę, wykorzystując technologię suchej chłodni wentylatorowej (wersja ta produkuje ok. 3% mniej energii elektrycznej). SMR-160 jest zdolny do rozruchu bez zewnętrznego źródła zasilania, np. podczas black-outu, czyli utraty lub poważnego ograniczenia napięcia, oraz do pracy izolowanej w sieci rozproszonej przy niestabilnej jej pracy, np. pozwala na zrównoważenie i poprawę jakości energii przy dużym udziale OZE.

Czas żywotności reaktora wynosić ma do 80 lat. W 2018 r. dla SMR-160 rozpoczęto pierwszą fazę trzyetapowego przeglądu przedlicencyjnego przez kanadyjską Komisję Bezpieczeństwa Jądrowego. Holtec, ukraiński Energoatom i tamtejsze Krajowe Centrum Naukowo-Technologiczne zawarły w czerwcu 2019 r. formalne partnerstwo na rzecz rozwoju małego modułowego reaktora SMR-160 i wprowadzenia go na rynek ukraiński. Porozumienie obejmuje licencjonowanie i budowę reaktorów SMR-160 na Ukrainie, a także częściową lokalizację produkcji komponentów.

SMR-160 - PRZEKRÓJ BUDYNKU REAKTORA, CZĘŚCIOWO UMIESZCZONEGO POD ZIEMIĄ



Kolejnymi rynkami zbytu mają być prawdopodobnie: Japonia, Arabia Saudyjska i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Planowane uruchomienie pierwszych reaktorów SMR-160 nastąpić ma do 2026 roku. Brak jest wiarygodnych źródeł informacji o planowanych nakładach inwestycyjnych dla tego reaktora.

3.10. ACP100

ACP100 to zeskalowany projekt SMR opracowany przez China National Nuclear Corporation (CNNC), zdolny wytwarzać energię elektryczną o mocy 125 MWe, przy 385 MWt. ACP100 opiera się na adaptacji istniejącej technologii PWR. Podobnie jak inne reaktory chińskie i rosyjskie, ten SMR to wielozadaniowy reaktor mocy przeznaczony do produkcji energii elektrycznej, ogrzewania, wytwarzania pary lub odsalania wody morskiej, szczególnie dedykowany dla lokalizacji o granicznych możliwościach infrastruktury energetycznej.

System bezpieczeństwa pasywnego składa się głównie z:

- pasywnego systemu usuwania ciepła powyłączeniowego,
- pasywnego awaryjnego systemu chłodzenia rdzenia,
- pasywnego zabezpieczenia w postaci chłodzenia powietrzem (PAS),
- automatycznego układu obniżania ciśnienia w reaktorze.

Dodatkowo, zwiększone bezpieczeństwo i ochrona fizyczna ACP100 są możliwe dzięki umieszczeniu głównych elementów obiegu parowego oraz basenu na wypalone paliwo poniżej poziomu gruntu. Sam basen jest również tak zaprojektowany, że ma zdolność pomieścić paliwo z 10-letniej eksploatacji, a w przypadku awarii i braku zasilania wymuszona cyrkulacja wody w celu odbioru ciepła wymagana jest dopiero po 7 dniach. W kwietniu 2016 r. projekt uzyskał aprobatę IAEA. Obecnie trwa proces licencjonowania reaktora przez chiński urząd dozoru jądrowego.

Nadal trwają testy pasywnego systemu chłodzenia powietrzem - jest to kluczowy element technologii ACP-100, który zapewni niezbędną podstawę do ostatecznej oceny bezpieczeństwa reaktora. Trwa również proces pozyskiwania decyzji administracyjnych w ramach budowanych elektrowni demonstracyjnej w Changjiang w prowincji Hainan. Budowa ma potrwać 65 miesięcy, a jej eksploatacja rozpocznie się w połowie 2025 r. CNNC w ramach rozwoju reaktora ACP-100 chce skrócić czas budowy z 4 lat do 3, a także obniżyć koszty reaktorów ACP z 400-800 mln USD do 260-520 mln USD.

3.11. SMART

SMART to południowokoreański lekkowodny SMR o mocy 330 MWt. Jest przeznaczony do wytwarzania energii elektrycznej (do 100 MWe), a także do celów nieelektrycznych, takich jak odsalanie wody morskiej (do 40 000 m³ wody dziennie). Projekt reaktora przeszedł pozytywną weryfikację przez tamtejszy dozór jądrowy już w 2012 r. Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI) planował budowę i eksploatację demonstracyjnej elektrowni już od 2017 roku. Z uwagi jednak na trudności z pozyskaniem inwestora projekt zawieszono.

W grudniu 2018 r., a następnie wrześniu 2019 r., Korea Południowa i Arabia Saudyjska podpisały umowę i protokół ustaleń w sprawie kompleksowej współpracy w dziedzinie badań i rozwoju w energetyce jądrowej.

Głównym celem współpracy ma być kooperacja przy komercjalizacji reaktora SMART oraz licencjonowaniu i budowie pierwszej jednostki SMART w Arabii Saudyjskiej. Koszt budowy elektrowni jądrowej opartej o reaktor SMART w Arabii Saudyjskiej szacuje się na 1 miliard dolarów.

3.12. BWRX-300

Amerykański BWRX-300 to chłodzony wodą reaktor oparty o pasywne systemy SMR o mocy 300 MWe. Jest kolejną już, dziesiątą wersją reaktora BWR, od czasu, gdy General Electric zaczął opracowywać reaktory jądrowe w 1955 r. SMR ma na celu zapewnienie czystej, elastycznej produkcji energii elektrycznej do pracy w podstawie systemu elektroenergetycznego, będąc konkurencją dla jednostek gazowych o podobnej mocy. Docelowo koszt NOAK ma mieć wartość na poziomie 2250 -2000 USD/kW.

Kluczowe cechy reaktora to:

- niewielkie wymiary i konstrukcja eliminująca awarie typu LOCA reaktora i obiegów pierwotnego oraz wtórnego zmniejszono o około 90% w porównaniu do ESBWR (1520 MWe, ESBWR – z ang. *Economic Simplified Boiling Water Reactor*),
- pasywne systemy chłodzenia: naturalna kondensacja pary oraz grawitacja umożliwiają samochłodzenie reaktora przez 7 dni bez zewnętrznego zasilania lub interwencji operatora reaktora.

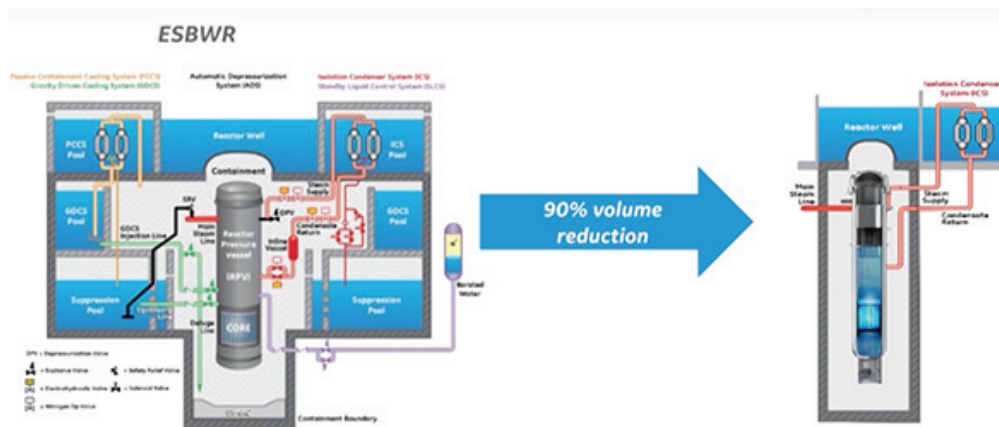
W marcu 2019 r. została zainicjowana ocena pre-licencjonowania przez kanadyjski dozór jądrowy Canadian Nuclear Safety Commission. Nie jest to właściwy proces licencyjny, bo ocena projektu elektrowni jądrowej następuje w oparciu o opis technologii reaktora. Ocena ta ma na celu jedynie zweryfikowanie akceptowalności projektu przez kanadyjskie wymagania i oczekiwania regulacyjne, co jest szczególnie ważne dla nowych rozwiązań konstrukcyjnych, a ostatecznie może znacząco przyspieszyć właściwe licencjonowanie i uzyskanie pozwolenia na budowę reaktora.

Pre-licencyjna ocena obejmuje trzy fazy:

- wstępną ocenę zgodności z wymogami regulacyjnymi (12-18 miesięcy);
- ocenę wszelkich potencjalnych kluczowych barier w licencjonowaniu (24 miesiące);
- fazę kontrolną, umożliwiającą dostawcy ustosunkowanie się do ustaleń z drugiej fazy.

General Electric Hitachi (GEH) planuje, że około 2030 r. BWRX-300 będzie dostępny na rynku komercyjnym. Potwierdzać to mogą podpisane w ostatnim czasie listy intencyjne (marzec, czerwiec 2019) z estońską firmą Fermi Energia, w zakresie analizy ekonomicznej opłacalności projektu, wyboru lokalizacji oraz zgodności z regulacjami prawnymi obowiązującymi w Estonii. Jest to część studium badań wykonalności pro-

EWOLUCJA ESBWR DO BWRX



jektu, dotyczące przydatności małych reaktorów modułowych dla dostaw energii elektrycznej i osiągnięcia celów klimatycznych Estonii po roku 2030, z budżetem 260 000 EUR. Partnerami Fermi Energia w badaniach są: estońskie uniwersytety oraz firmy VTT i Fortum Nuclear Services z Finlandii oraz Tractebel z Belgii.

W październiku 2019 r. GEH i polska firma Synthos zawarły memorandum w sprawie dokonania oceny możliwości budowy reaktora BWRX-300 w Polsce. Na chwilę obecną brak jednak potwierdzonych informacji na temat harmonogramu prac, ewentualnej lokalizacji reaktora, szacunkowych kosztów analizy lub nakładów inwestycyjnych przyszłej elektrowni.

Podobnie jak współpraca GEH z Estonią w zakresie studium badań wykonalności projektu, polska inicjatywa może przynieść odpowiedzi na „polskie” pytania związane z procesem wprowadzenia technologii SMR w Polsce, m.in. poprzez identyfikację barier związanych z licencjonowaniem nowego projektu reaktora oraz wskazując potencjalne lokalizacje inwestycji.

3.13. PRISM

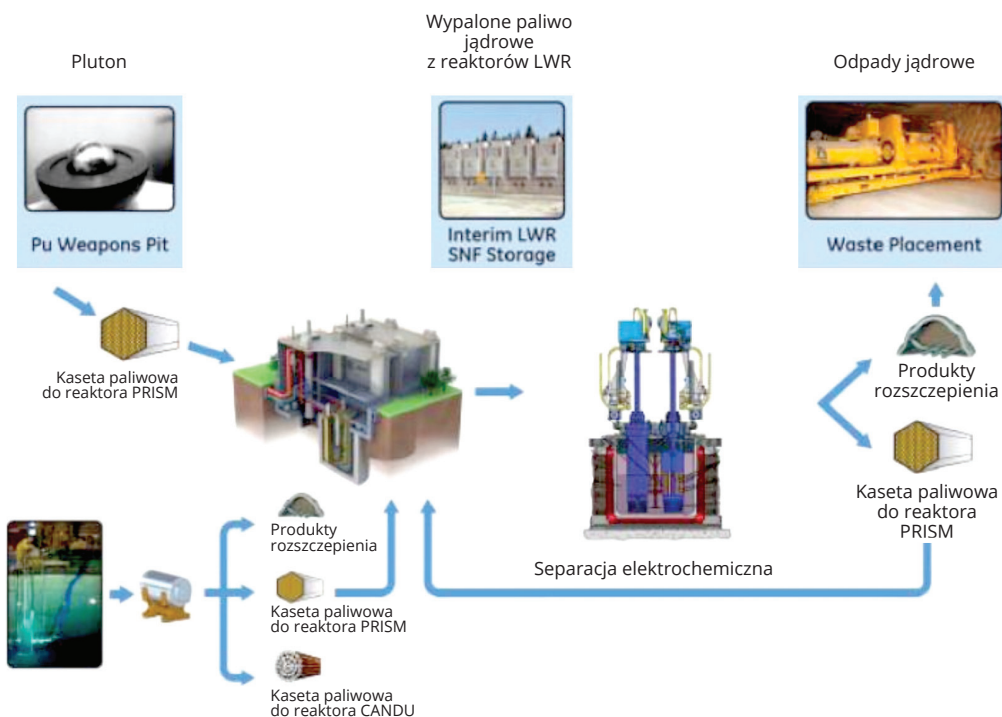
PRISM (lub S-PRISM) to reaktor prędkości, powielający, chłodzony sodem, którego zadaniem, oprócz produkcji energii, jest recykling zużytego paliwa jądrowego i plutonu. Reaktor ten zalicza się do IV generacji reaktorów, a jego projekt jest oparty o eksploatowany w latach 1964-1994 w stanie Idaho w USA, eksperymentalny reaktor EBR-II.

W reaktorach prędkich nie zachodzi spowalnianie neutronów przez moderator, ponieważ manipulacja temperaturą chłodziwa pozwala na interakcje z neutronami. Wyższa energia neutronów umożliwia zajście różnych reakcji jądrowych, w szczególności transmutacji z jednego elementu na drugi. Efektem tego jest tworzenie z izotopów nierozszczepialnych materiału rozszczepialnego, wykorzystywanego natychmiast w reaktorze (powielanie) lub indukowanie przemian jądrowych niestabilnych (głównie transuranowce) izotopów w mniejsze, mniej aktywne.

PRISM stosuje pasywne bezpieczeństwo, cyfrowe oprzyrządowanie i kontrolę oraz modułowe podejście. Moc cieplna reaktora to 840 MW, a elektryczna 311 MWe. Dwa reaktory PRISM tworzą blok, który łącznie wytwarza 622 MW mocy elektrycznej. Każdy reaktor PRISM ma pośrednią pętlę sodową, która wymienia ciepło między pierwotnym obiegiem chłodzącym rdzeń reaktora, a generatorem pary, który zasila turbinę parową.

Dodatkowy system chłodzenia RVACS (*Reactor Vessel Auxiliary Cooling System*) jest w stanie utrzymać temperaturę reaktora znacznie poniżej limitów projektowych, wykorzystując naturalną cyrkulację do usuwania ciepła ze strefy reaktora. W przeciwieństwie do większości reaktorów, powietrze przepływające naturalnie wokół dolnego zbiornika zapewnia wystarczającą wymianę ciepła, nawet w przypadku braku zasilania. Przy braku wystarczającego odbioru ciepła, reaktor ma tendencję do samoregulacji - metalowe paliwo rozszerza się wraz ze wzrostem temperatury, a jego gęstość maleje, spowalniając reakcję rozszczepienia, przez co spada moc i reaktor się wyłącza.

ZAMKNIĘTY CYKL PALIOWY Z WYKORZYSTANIEM REAKTORA PRISM



W przeciwieństwie do reaktorów LWR, PRISM wykorzystuje paliwo metaliczne, oparte o stop cyrkonu, uranu i plutonu, a pręty paliwowe PRISM siedzą w kąpeli z ciepłego sodu, pod ciśnieniem atmosferycznym, co zapewnia, że przekazywanie ciepła jest niezwykle wydajne. Reaktor PRISM jest również zaprojektowany do pracy w ramach recyklingu zamkniętego obiegu cyklu paliwowego.

Dzięki zastosowaniu separacji elektrochemicznej PRISM jest zaprojektowany do przeprowadzania recyklingu 96% materiału rozszczepialnego, pozostałego w zużytych paliwach jądrowych. Obecnie w ramach recyklingu paliwa jądrowego możliwe jest wytworzenie paliwa MOX, które pozwala na ponowne użycie „pierwotnego materiału” w reaktorach LWR do 2 razy. Natomiast paliwo metaliczne i sam reaktor PRISM pozwala na wielokrotny recykling.

Konsekwencją jest łatwiejsza gospodarka odpadami jądrowymi, poprzez redukcję ich ilości oraz przekształcenie izotopów długożyciowych i wysoko aktywnych, na izotopy o znacznie krótszym, połowicznym okresie życia, by po co najmniej 500 latach móc traktować je jako odpady nieradioaktywne. Dodatkowo PRISM będzie umożliwiał wykorzystanie i unieszkodliwienie plutonu. Docelowo zakłady przeróbki i produkcji metalicznego paliwa jądrowego mają produkować o wiele tańsze paliwo z recyklingu niż paliwo MOX, produkowane w oparciu o mieszaninę tlenku uranu i plutonu.

Projekt PRISM uzyskał pozytywną pre-licencyjną ocenę Nuclear Regulatory Commission w połowie 2017 roku. Do końca 2019 r. NRC ma zatwierdzić dokument „*Guidance for a Technology-Inclusive, Risk-Informed, and Performance-Based Methodology to Inform the Licensing Basis and Content of Applications for Licenses, Certifications, and Approvals for Non-Light Water Reactors*”, który będzie podstawą licencjonowania nowych instalacji jądrowych. Prawdopodobnie proces licencjonowania reaktora PRISM potrwa około 6 lat.

Oprócz USA, poważne zainteresowanie SMR tego typu wykazuje rząd Wielkiej Brytanii, który za pośrednictwem Urzędu ds. Likwidacji Jądrowej (NDA), rozważa wykorzystanie PRISM do zmniejszenia zapasów 112 ton plutonu.

3.14. ARC-100

ARC-100 to - podobnie jak PRISM - reaktor sodowy o mocy 100 MWe energii elektrycznej. W dużej mierze oparty jest również o reaktor eksperymentalny EBR-II, a większość zespołu projektowego SMR to personel pracujący przy projekcie, ulepszeniach i eksploatacji tamtego reaktora. ARC-100, oprócz energii elektrycznej, ma wspomagać procesy odsalania wody, produkcji wodoru, czy też wydobycia ropy z piasków i łupków bitumicznych.

Konstrukcja reaktora tworzy pasywny system bezpieczeństwa, który zapewnia, że reaktor, nawet w przypadku utraty chłodzenia i braku zewnętrznego zasilania nie stopi się z uwagi na dużą bezwładność cieplną i bardzo duży zapas temperaturowy. Reaktor ma działać w oparciu o 20-letnią kampanię paliwową, z uwagi na możliwość powielania.

Kanadyjska Komisja Bezpieczeństwa Nuklearnego (CNSC) zakończyła we wrześniu 2017 pierwszą fazę pre-licencyjnej oceny projektu. Prowincja Nowy Brunswik w Kanadzie jest rozważana jako jedna z potencjalnych lokalizacji dla tego reaktora, ale również zakładu produkcyjnego kluczowych komponentów. Szacunkowe koszty reaktora ARC-100 wynoszą od 1 do 1,5 miliarda dolarów.

3.15. INTEGRAL MSR

Integral Molten Salt Reactor (IMSR) to projekt SMR o mocy 400 MWt IV generacji, który wykorzystuje technologię reaktora chłodzonego stopionymi solami, opracowaną przez kanadyjską firmę Terrestrial Energy. Reaktor będzie mógł dostarczać energię elektryczną lub ciepło do procesów przemysłowych, za pomocą obiegu ze stopioną solą o temperaturze do 600°C i długością rurociągu do 5 km.

Cechą charakterystyczną tego reaktora jest to, że fluorek uranu UF₄ z niskim wzbogaceniem U-235 jest zawarty w płynnej fluorkowej soli, która pełni rolę chłodziwa i paliwa jednocześnie. Przepływając przez elementy grafitowe układ staje się termicznym reaktorem. Po podgrzaniu rdzenia, w centralnej części układu, pompy przepychają ciekłe paliwo przez wymienniki ciepła umieszczone wewnątrz zbiornika reaktora.

Zintegrowana architektura reaktora (elementy główne reaktora umieszczone są wewnątrz zbiornika) pozwala uniknąć konieczności stosowania „zewnętrznych” przewodów rurowych, a tym samym zminimalizować ryzyko znaczących wycieków stopionych soli.

Zarówno w obiegu pierwotnym, jak i w obiegach wtórnych, czynnikiem roboczym są stopione sole, zwiększające bezpieczeństwo przez bardzo dużą pojemność cieplną i chroniąc przed migracją radionuklidów. Reaktor cechuje się dużymi ujemnymi temperaturowymi współczynnikami reaktywności, nie spotykanymi w innych reaktorach prędkich.

Badania nad reaktorem z paliwem płynnym były prowadzone już w latach 60-tych XX wieku w Stanach Zjednoczonych. Wówczas przez 4 lata w Oak Ridge National Laboratory pracował eksperymentalny reaktor DMSR o mocy 7,5 MWt. Projekt jest w dużej mierze oparty na projektach innych dwóch reaktorów DMSR z Oak Ridge National Laboratory, a także zawiera elementy wykorzystane w SmAHTR (mały modułowy reaktor wysokotemperaturowy, z ang. *small modular advanced high temperature reactor*).

Reaktor ISMR cechuje się unikalnym cyklem pracy. Nie można wyróżnić w tej technologii konkretnej kampanii paliwowej.

Podczas pracy małe partie świeżej „soli paliwowej” okresowo dodawane są do układu reaktora. Naczynie reaktora nigdy nie jest bezpośrednio otwierane, a proces dodania świeżego paliwa nie wymaga specjalnych instalacji - jak ma to miejsce podczas przeładowywania lub wymiany paliwa w reaktorach LWR.

Szacuje się, że co 7 lat będzie następować wymiana zintegrowanego rdzenia reaktora z uwagi na ekspozycję na strumień neutronów. Wymianie podlegają pompy, silniki pomp, pręty wyłączające, wymienniki ciepła i moderator grafitu, a więc wszystkie elementy znajdujące się wewnątrz zbiornika lub bezpośrednio do niego przymocowane. Podczas tej wymiany, nowy zintegrowany rdzeń może zostać załadowany i połączony z obiegiem wtórnym w krótkim czasie, a uzupełnienie paliwa-chłodziwa nastąpić w standardowy sposób, jak podczas pracy poprzedniego rdzenia.

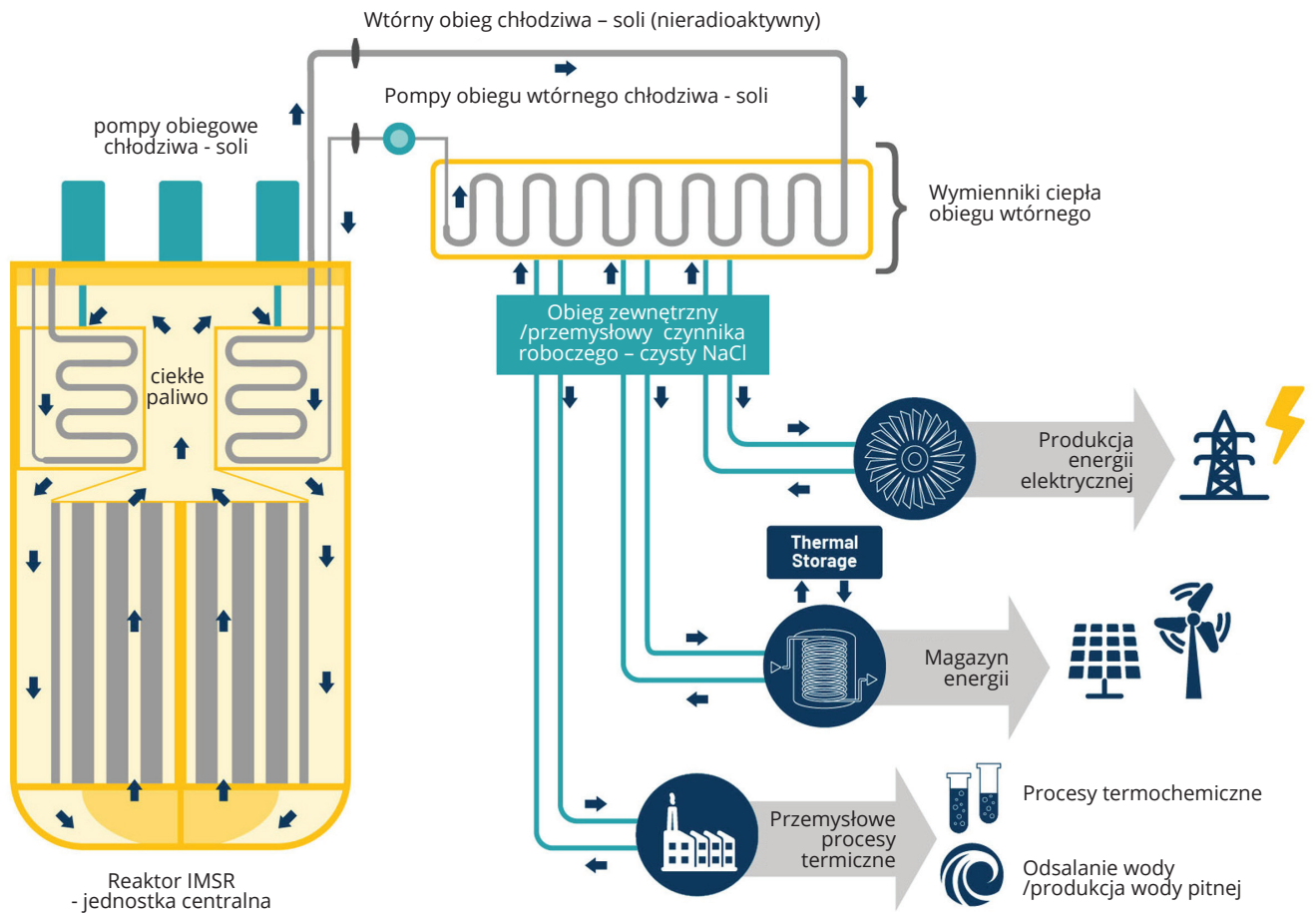
Dużą zaletą tego typu SMR jest również to, że wyeksploatowany zintegrowany rdzeń, „stygnie” szybciej niż kasety paliwowe LWR, przez co proces dekontaminacji (czyli usunięcia i dezaktywacji materiałów radioaktywnych) jest prostszy. Dodatkowo, technologia ta pomaga eliminować narastające problemy związane ze starzeniem się urządzeń lub korozją głównych komponentów pozostających w ciągłym użyciu, czyli zbiornika zewnętrznego i obiegów wtórnych.

Od 2018 roku trwa druga faza pre-licencyjnej oceny przez CNSC. Trwają również prace nad studium wykonalności dla lokalizacji elektrowni jądrowej w kompleksie kanadyjskiego ośrodka badań jądrowych w Chalk River.

Terrestrial Energy twierdzi, że budowa elektrowni opartej o SMR IMSR zajmie cztery lata. Każdy element, w szczególności zintegrowany rdzeń będzie produkowany seryjnie, a ich transport będzie możliwy za pośrednictwem standardowego przewozu ciężarowego lub kolejowego.

Sam projekt ma kosztować około 1 mld USD. Oczekuje się, że reaktor będzie w stanie dostarczyć energię za cenę mniejszą niż 50 USD/MWh.

ZASTOSOWANIE REAKTORA IMSR



3.16. BREST 300

Brest-OD-300 to rosyjski reaktor SMR IV generacji, prędkie, chłodzony ciekłym ołowiem. Ten SMR jest częścią eksperymentalnego i demonstracyjnego kompleksu energetycznego (ODEC), realizowanego w ramach projektu Proryv (z ros. przełom). Jego celem jest opracowanie technologii i budowa zamkniętego cyklu paliwowego opartego o reaktory prędkie, możliwe do realizacji po 2020 roku. W przypadku potwierdzenia założeń projektu reaktora BREST-OD-300 o mocy 300 MWe, możliwa ma być realizacja tego projektu ze zwiększoną mocą reaktora do 1200 MWe (2800MWt). BREST-OD-300 to SMR o konstrukcji reaktora typu basenowego ze zbiornikiem metalowo-betonowym. Głównym założeniem projektu jest eliminacja możliwości wystąpienia poważnych awarii oraz praca w zamkniętym cyklu paliwowym. Zintegrowany układ obiegu pierwotnego ma wyeliminować utratę chłodziwa poza zbiornikiem reaktora. Zastosowanie ołowiu, jako czynnika roboczego, pozwoliło na zapewnienie bardzo dużych marginesów temperaturowych pracy reaktora, pracę w układzie z niskim ciśnieniem, a także brak gwałtownych oddziaływań z wodą lub powietrzem, w przypadku dostania się ich do obiegu.

W przypadku awarii zasilania, reaktor jest chłodzony pasywnym systemem opartym o naturalną konwekcję. 4-pętłowy system chłodzenia pozwala na wykorzystanie ze wnętrznego powietrza, o temperaturze w zakresie: -55°C do 37°C .

Budowę elektrowni w kompleksie w Siewiersku w obwodzie tomskim, rozpoczęto w kwietniu 2019 r. Na 2021 rok zaplanowano ukończenie produkcji paliwa, a jego załadunek najwcześniej na 2023 rok. Reaktor powinien zostać oddany do eksploatacji na przełomie 2025 i 2026 roku. Ostatnim obiektem oddanym do eksploatacji będzie zakład recyklingu paliwa (2028 r.). Brak dokładnych informacji na temat kosztów całego kompleksu. Szacuje się natomiast, że koszt budowy demonstracyjnego BREST-OD-300 to co najmniej 64 mld RUB.

3.17. RÓŻNICA MIĘDZY SMR'AMI I ICH POTENCJALNYM ZASTOSOWANIEM, A AKTUALNĄ WIELKOSKALOWĄ ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Efekt skali - to obniżenie udziału kosztów stałych w kosztach jednostkowych produktu w wyniku zwiększenia rozmiarów działalności. W większości gałęzi gospodarki efekt skali odgrywa duże znaczenie, szczególnie w perspektywie prorozwojowej i biznesie o zasięgu globalnym. W niektórych branżach efekt ten potrafi obniżyć koszty produkcji o ponad 30%. Ten efekt był bardzo dobrze widoczny w energetyce jądrowej, w okresie budowy reaktorów w latach 70-tych i 80-tych ubiegłego wieku. Jedną dużą elektrownia jest w założeniu mniej kosztowna w przeliczeniu na MW, niż budowa dwóch o połowę mniejszych. Obecnie w przemyśle jądrowym efekt skali nie zrównoważył presji na wzrost kosztów zmian regulacyjnych, częstych modyfikacji projektowych i długich czasów budowy. SMR zakładają efekt skali już na etapie pre-licencjonowania. Inwestorzy mając wytypowaną lokalizację swojej inwestycji, jednocześnie aktywnie starają się o kolejną. W efekcie bardzo szybko mogą przejść z fazy demonstracyjnej (FOAK) do seryjnej, komercyjnej (NOAK).

Small Modular Reactors wykorzystują również efekt synergii, czyli współdziałania dwóch lub więcej czynników przynosząc lepsze, zwiększone efekty dzięki łącznej interakcji, niż byłoby to możliwe przy ich pojedynczym wykorzystaniu. Przejawem tego jest również kompaktowa, uproszczona budowa reaktora, umożliwiająca produkcję i montaż głównych komponentów w jednym zakładzie produkcyjnym. Zarówno efekt skali, jak i synergii kumulują się w SMR, przyspieszając dojrzałość biznesową tych projektów i pozwalając na pełne jej osiągnięcie wcześniej, niż projektów dużych reaktorów jądrowych.

Tradycyjne reaktory jądrowe mają moc od około 600 do 1500 MW, a SMR od 50 MWe do 300 MWe każdy. Zwiększanie mocy elektrowni opartej o SMR możliwe jest poprzez dodawanie kolejnych modułów. Dzięki temu budowa takiej elektrowni daje więc szansę na dostęp do nowego źródła energii w znacznie krótszym czasie. Pozwala również na rozłożenie większego projektu na mniejsze etapy, z możliwością jego aktualizacji w oparciu o prognozę zapotrzebowania na energię, a przez to pozytywnie wpływa na zarządzanie strukturą finansową projektu.

Przekroczenia kosztów i harmonogramu budowy reaktorów elektrowni jądrowych stają się coraz częstsze. Nie są jednak cechą wyłącznie przypisaną do realizacji inwestycji w obszarze energetyki jądrowej. Duże i skomplikowane projekty infrastruktury

ralne, niepowtarzalne i dedykowane do lokalnych warunków (np. budowa autostrad, portów morskich i lotniczych, dużych elektrowni węglowych lub gazowych) niezależnie od długości i szerokości geograficznej od lat cechują się przekroczeniami kosztów i harmonogramów. Budowa elektrowni jądrowych trwa około 10 lat.

W przypadku SMR prace budowlane nie wymagają dostosowania do czasu montażu reaktora i jego zbiornika ciśnieniowego RPV. Z uwagi na gabaryty reaktorów, prace mogą być zdecydowanie bardziej zaawansowane. Montaż niezbędnych do obsługi budowy urządzeń o mniejszym tonażu, nie zakłóca prowadzonych równocześnie innych prac. Większość projektów SMR zakłada budowę elektrowni NOAK w perspektywie 5-7 lat. Natomiast dla instalacji FOAK czas ten powinien ulec skróceniu o co najmniej 2-3 lata. Z tej przyczyny czas budowy SMR może być przyrównany do czasu budowy bloków gazowo-parowych.

Kolejną zasadniczą cechą różniącą duże i małe jednostki jest ich zastosowanie.

W uproszczeniu: duże bloki jądrowe stanowią podstawę systemu elektroenergetycznego, podobnie jak obecnie w Polsce duże elektrownie węglowe. Z kolei reaktory SMR są dedykowane dla rozproszonych, odizolowanych systemów energetycznych, wprost do współpracy lokalnej z odnawialnymi źródłami energii. Często też mają służyć do zaspokojenia potrzeb ciepłowniczych lub do wykorzystania nieelektrycznego, np. do odsalania wody morskiej lub też na potrzeby przemysłowe.

Ze względu na niewielkie rozmiary SMR, większość z nich może być całkowicie zbudowana w fabryce i instalowana moduł po module, co czyni konstrukcję szybszą, wydajniejszą i docelowo tańszą. Kolejną cechą, która powinna wpłynąć na obniżenie kosztów pozyskania energii, jest to, że łatwiej jest chłodzić SMR ze względu na ich większy stosunek powierzchni do objętości. Systemy bezpieczeństwa i systemy chłodzenia nie muszą być tak złożone jak w dużych blokach jądrowych. Więcej przykładów optymalizacji zestawiono w tabeli.

PRZYKŁADY OPTIMALIZACJI SYSTEMÓW BEZPIECZEŃSTWA I CHŁODZENIA

CECHA/KOMPONENT / SYSTEM	DUŻE BLOKI JĄDROWE	SMR
Awaryjny system chłodzenia	Aktywny - Awaryjny system wody zasilającej, zbiorniki na skropliny i związane z nimi awaryjne źródła wody chłodzącej, systemy zraszania	Pasywny - naturalna i niewymuszona zewnętrznie cyrkulacja chłodziwa
Dodatkowe źródło zasilania w przypadku braku zasilania	Dodatkowe awaryjne generatory diesla, zasilające układ awaryjnego chłodzenia	System pasywny nie wymaga zasilania - brak konieczności stosowania dodatkowych źródeł zasilania - chłodzenie reaktora zapewnia wymiana ciepła zbiornika reaktora z otoczeniem
Systemy inicjowania, oprzyrządowania i kontroli systemu awaryjnego rdzenia chłodzenia	Złożone systemy wymagają znacznej liczby testów online, które przyczyniają się do zawodności instalacji i wyzwań związanych z systemami bezpieczeństwa oraz przypadków ich nieumyślnego uruchomienia.	Prostsze i pasywne systemy bezpieczeństwa wymagają mniej testów i nie są tak podatne na przypadkowe uruchomienie.
Szczelność obiegów	Szczelność zaworów i pomp obiegów pierwotnych, znajdujących się poza zbiornikiem ciśnieniowym jest szczególnie istotnym elementem bezpieczeństwa (awaria LOCA) elektrowni jądrowych - konserwacja jest kosztowna i czasochłonna	W przypadku braku pomp - brak elementów potencjalnie rozszczelnionych. Umieszczenie elementów obiegu pierwotnego, blisko siebie, w jednym zbiorniku redukuje ilość rurociągów (prawdopodobieństwo i/lub zasięg LOCA maleje).

3.18. WNIOSKI

Polska, chcąc realizować cele neutralności klimatycznej i niezależności energetycznej stoi przed koniecznością wdrożenia planu budowy i rozwoju elektrowni jądrowych. Według projektu PEP2040, podstawą transformacji energetycznej kraju będzie instalacja co najmniej 6 GW mocy w elektrowniach jądrowych, opartych o technologię dużych reaktorów generacji III+. Te technologie są już stosunkowo dojrzałe technologicznie - zakończono proces licencjonowania, trwa budowa lub eksploatacja reaktorów, dlatego ich ocena i implementacja w warunkach polskich będzie łatwiejsza.

W przypadku reaktorów SMR, elektrownie demonstracyjne, które zostaną oddane do użytku, nie nadają się jeszcze do pełnej komercjalizacji. Budowa kolejnych typów SMR (głównie wymienionych w tym raporcie), będzie możliwa najwcześniej w okolicach 2025 roku, z uwagi na trwający proces licencjonowania w różnych częściach świata. W pełni komercyjnych ofert można się spodziewać około 2030 roku, co jest zbyt późną datą dotyczącą wyboru technologii jądrowej, gotowej do zapewnienia dostaw energii w kolejnej dekadzie.

Obecnie prawo atomowe w Polsce jest dostosowane do licencjonowania dużego projektu jądrowego, opartego o „sprawdzoną” technologię. W praktyce jej implementację będzie prowadziła Państwowa Agencja Atomistyki, prawdopodobnie we współpracy z dozorem jądrowym państwa, w którym technologia uzyskała już licencję. Obecnie PAA nie ma doświadczenia w procesie licencjonowania nowych technologii.

Nie bez przyczyny najbardziej zaawansowane projekty SMR przechodzą wstępną ocenę w krajach, gdzie dozór jądrowy ma bogate doświadczenie i jest w stanie samodzielnie stworzyć wytyczne do licencjonowania nowych typów reaktorów. Dlatego pierwsze próby licencjonowania SMR mogą się zacząć najwcześniej w latach 2025-2028. Sam proces przygotowania inwestycji (badania lokalizacyjne, uzyskiwanie decyzji i pozwoleń) w świetle aktualnych regulacji nie wyróżnia mocowo żadnej technologii - obecnie trwałby tyle samo czasu dla SMR, co dla dużej elektrowni jądrowej.

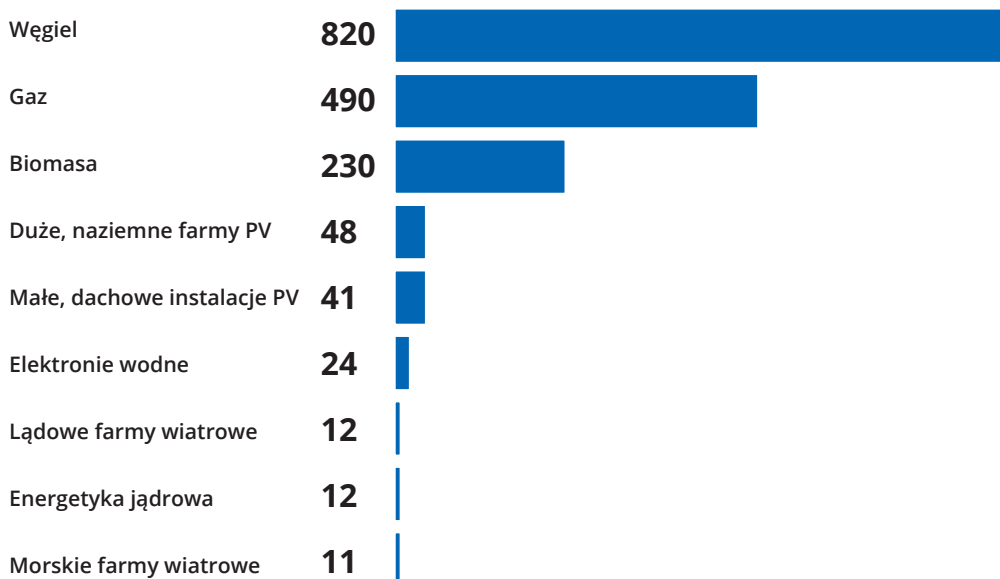
Szybsza budowa elektrowni opartych o SMR wynika z efektu skali mocy. Większe inwestycje wymagają więcej czasu na realizację niż mniejsze. Porównując czasy realizacji i moc różnych technologii - blok węglowy (blok nr 5 w El. Opole 900 MWe), blok gazowo-parowy (BGP w Płocku 596 MWe), duży reaktor LWR (blok EPR Taishan, 1750 MWe), oraz SMR oparty o reaktor wodny (12xNuScale Idaho, 720 MWe), okazuje się, że wszystkie technologie wykazują postęp mocy w czasie trwania budowy na podobnym poziomie 0,060 - 0,065MW/miesiąc.

Chcąc osiągnąć potencjał 6 GW w ciągu 10 lat w energetyce jądrowej, należałoby zbudować 4-6 dużych bloków o mocy co najmniej 1000 MWe lub też 20 SMR o mocy 300 MWe lub 120 SMR o mocy 50 MWe. Z tej perspektywy efekt skali może być raczej przeszkodą w realizacji przedsięwzięcia w zakresie SMR - organizacja produkcji takiej ilości reaktorów, a następnie koordynacja logistyczna, może się okazać niedoszacowana, jak na tak krótki czas.

4 EKONOMICZNE ASPEKTY SMR

Energetyka jądrowa budzi obecnie kontrowersje również w aspekcie finansowym. Koszty paliwa oraz koszty systemowe elektrowni jądrowych stanowią niewielką część ceny wyprodukowanej energii elektrycznej. Z drugiej strony, nakłady inwestycyjne są wyższe niż koszty elektrowni węglowych i znacznie wyższe niż koszty elektrowni gazowych.

EMISJA CO₂ Z RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W CAŁYM CYKLU ŻYCIA, GCO₂/KWH

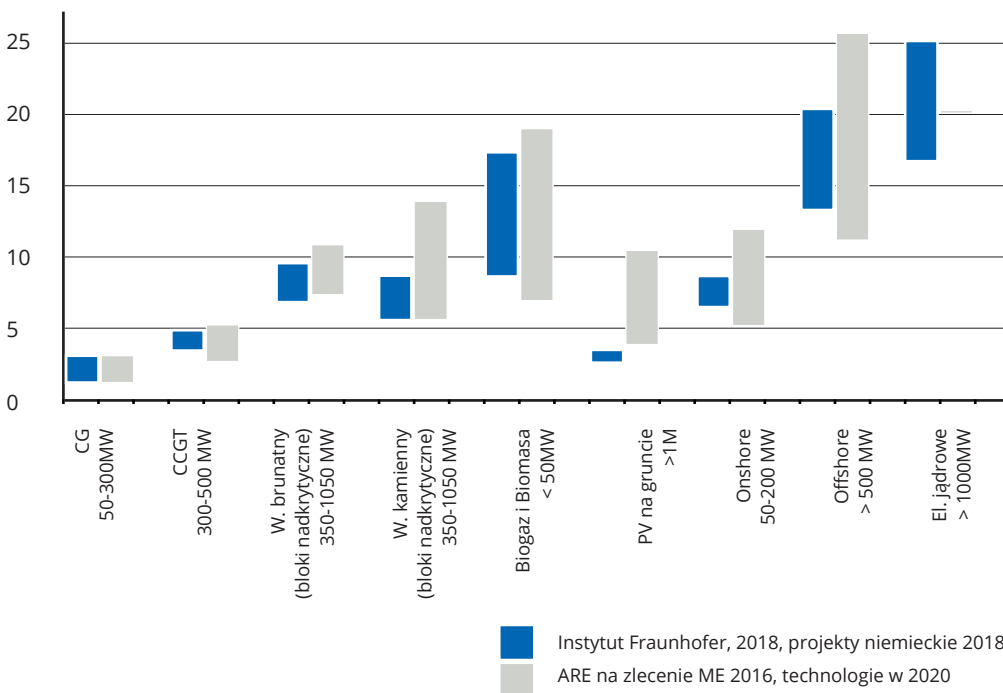


Uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. *levelized cost of electricity*, LCOE) jest miarą umożliwiającą wiarygodne porównanie ekonomiczne różnych źródeł energii elektrycznej. Opiera się na oszacowaniu przeciętnego kosztu całkowitego budowy i eksploatacji instalacji w stosunku do wyprodukowanej energii w całkowitym czasie jej funkcjonowania.

Dokonana dzięki wskaźnikowi LCOE analiza jest jednak bardzo podatna na zmianę podstawowych danych (np. stopę dyskonta), a także nie ujmuje wszystkich aspektów inwestycji, w tym instrumentów pomocowych, ryzyka (np. rosnące ceny emisji CO₂) oraz czynników społecznych, lub też politycznych (np. ograniczenie 10h dla elektrowni wiatrowych [elektrownię wiatrową o mocy powyżej 40kW można posadzić w odległości nie mniejszej niż 10-krotność jej wysokości wraz z wirnikiem i łopatom od zabudowań mieszkalnych i mieszanych]).

LCOE nie jest ceną, z jaką będzie produkowana energia elektryczna w konkretnej elektrowni, natomiast w skali regionalnej wskazuje potencjalne kierunki inwestycji warte do rozważenia.

NADKŁADY INWESTYCYJNE [MLN PLN/MW]



Duże inwestycje infrastrukturalne, szczególnie w energetyce i elektroenergetyce, są dziś niezbędne, w szczególności z uwagi na fakt, że pomimo widocznej poprawy efektywności energetycznej wciąż rośnie na nią zapotrzebowanie. Budowa źródeł energii dużej mocy, w szczególności w ramach energetyki jądrowej, jest obecnie trudna, gdyż są to inwestycje długoterminowe i wysokokapitałowe. Aktualny trend, bez względu na gałąź gospodarki, wymaga osiągnięcia większej konkurencyjności i rentowności w krótkoterminowej perspektywie, prowadząc do zahamowania w realizacji ambitnych przedsięwzięć. Wyzwaniem dla Polski jest prowadzenie kapitałochłonnych, liczonych w miliardach złotych (np. budowa elektrowni jądrowych i wiatrowych na morzu) inwestycji w otoczeniu zderegulowanych rynków, napędzanych krótkoterminowymi sygnałami cenowymi. Dlatego też, inwestycje w tradycyjne OZE zyskują obecnie na popularności.

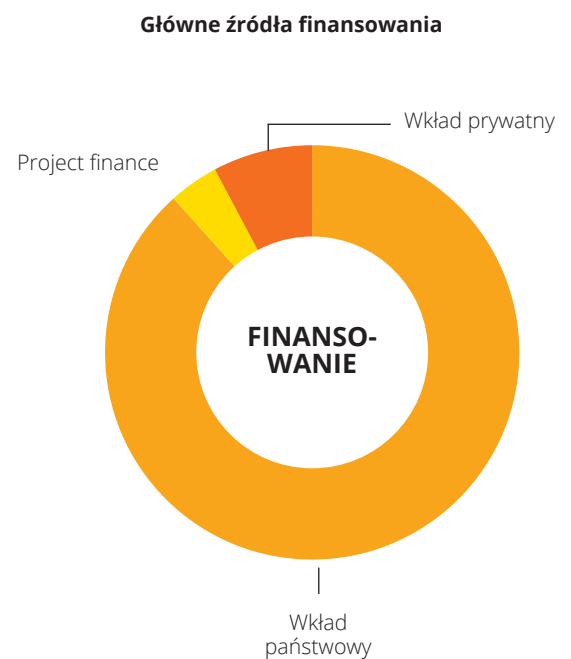
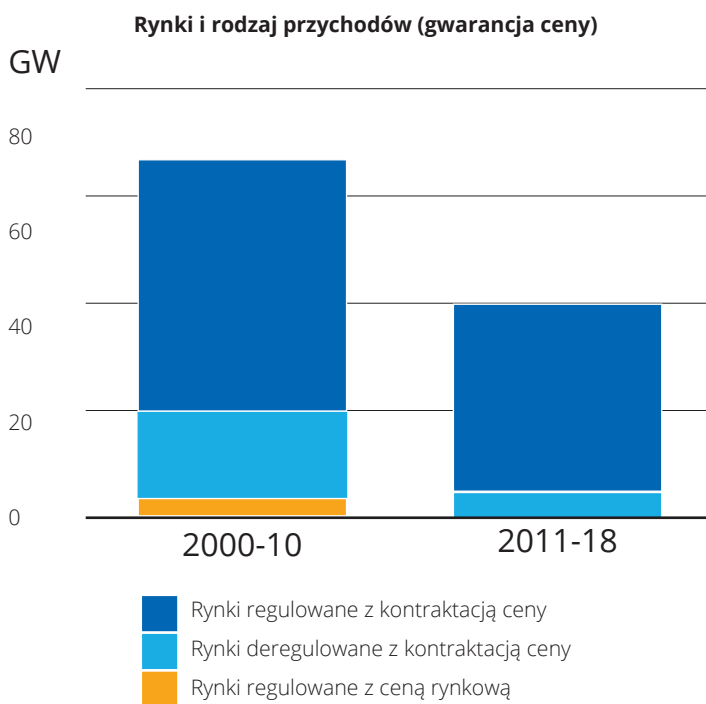
Z uwagi na stosunkowo niewielkie moce, a co za tym idzie nakłady inwestycyjne, obcy kapitał inwestycyjny jest łatwiejszy do pozyskania (średni wskaźnik zadłużenia do kapitału własnego w finansowaniu projektów OZE na świecie był na poziomie 80:20). Nie jest to jednak sposób na zapewnienie zróżnicowanego i niezawodnego systemu dostaw energii elektrycznej.

4.1. NAKŁADY INWESTYCYJNE

Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady kontraktowe (OVN - *overnight investment costs*), w praktyce zależne w 80% od kontraktu EPC (umowa o generalną realizację inwestycji, ang. *engineering, procurement, construction*), a także koszty finansowania elektrowni jądrowej. 80% inwestycji w energetyce jądrowej od 2000 roku znajduje się na rynkach regulowanych. Od 2010 r. tylko 10% inwestycji była przeznaczona na rynki deregulowane - inwestycje w nowe moce jądrowe miały głównie miejsce, gdy koszty inwestycji były zwracane poprzez zakontraktowane dochody z taryf regulowanych.

Tam, gdzie na konkurencyjnych rynkach miały miejsce inwestycje w nowe moce jądrowe, projekty były prawie zawsze wynagradzane przez mechanizmy zmniejszające ryzyko na rynku energii elektrycznej poprzez zapewnienie długoterminowej pewności ceny w ramach kontraktów długoterminowych, umów PPA, kontraktów CFD (kontrakt na różnice kursowe) lub inne mechanizmy.

PROJEKTY JĄDROWE Z UWZGLĘDNIENIEM TYPU RYNKU I FINANSOWANIA W LATACH 2000-2018

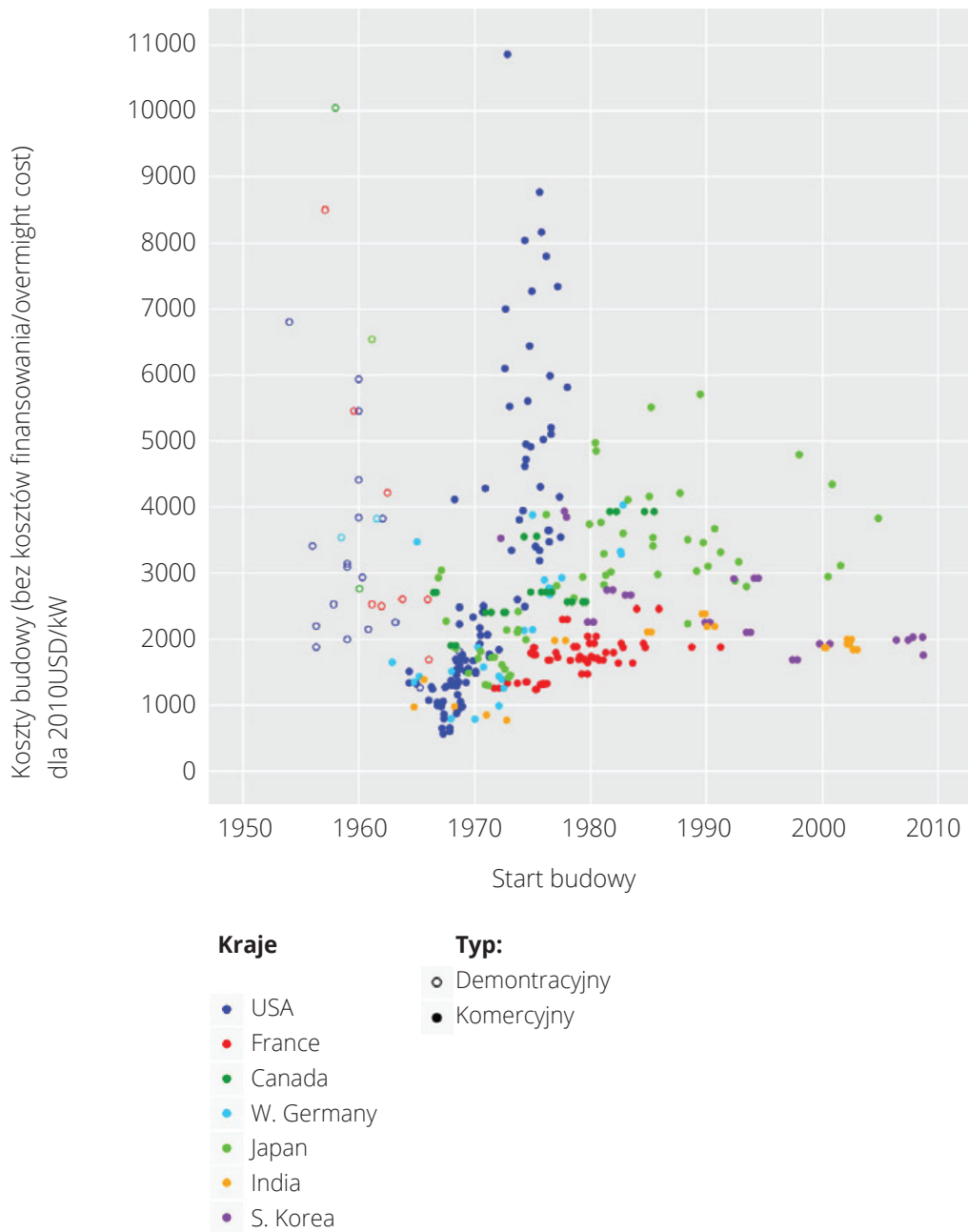


Ponad 95% projektów jądrowych powstało w otoczeniu regulowanych rynków z zapewnieniem długoterminowych kontraktów na sprzedaż energii. Finansowanie przez rząd stanowi główne źródło inwestycji

Eskalacja kosztów nakładów inwestycyjnych w nowych projektach jest szczególnie widoczna w krajach, gdzie pomimo istniejących już źródeł energii jądrowej, program energetyki jądrowej nie rozwijał się. Natomiast w krajach, gdzie konsekwentnie budowano nowe moce wytwórcze, nakłady zostały obniżone (Korea Południowa).

Dodatkowo różnicę w nakładach inwestycyjnych, pomimo podobnej technologii, pogłębia fakt, że w Europie koszty pracy są zdecydowanie wyższe niż w krajach azjatyckich.

REGION	KRAJ	TECHNOLOGIA	MOC, MW	NAKŁADY KONTRAKTOWE USD/kWe		NAKŁADY INWESTYCYJNE, USD/kWe		
					Średnia	3%	7%	10%
Europa	Belgia	LWR GIII	1000-1600	5081	5445	5645	6498	7222
	Finlandia	EPR	1600	5250		5832	6714	7463
	Francja	EPR	1630	5067		5629	6479	7202
	Węgry	AES-2006	1180	6215		6756	7535	8164
	Słowacja	VVER440	535	4986		5573	6472	7243
	Wielka Brytania	PWR	3300	6070		6608	7399	8053
Ameryka Północna	USA	ABWR	1400	4100	4487	4555	5243	5828
		AP1000	1250	4873		ND	5945	ND
Azja wschodnia	Japonia	ALWR	1152	3883	2318	4313	4965	5519
	Korea Południowa	APR1400	1343	2021		2177	2400	2580
	Chiny	AP1000	1250	2615		295	3344	3717
	Chiny	CPR1000	1080	1807		2007	2310	2568
Azja centralna i	Rosja	VVER1150	1150	2933	2933	ND	ND	ND



Z drugiej jednak strony, coraz częściej porusza się kwestię kwalifikowalności budowy dużych bloków jądrowych jako megaprojektów (projekty, wynikiem których są złożone lub kluczowe elementy systemu, posiadające setki interesariuszy rozproszonych na skalę kraju lub kontynentu, i oparte o wieloletnie i złożone finansowanie, charakteryzując się wielopiętrowymi strukturami realizacyjnymi: wielu wykonawców i dostawców, a także silnie oddziałując na regulacje prawne - np. specustawy). Często niedoszacowanie wpływu jaki wywiera taki megaprojekt oraz wrażliwości tak złożonego oddziaływania, skutkuje zwiększeniem kosztów związanych z ryzykiem nieukończenia projektu w terminie.

Porównując koszty nowych technologii SMR z dojrzałymi rozwiązaniami, pomimo często tej samej genezy, należy uwzględnić wpływ kosztów fazy demonstracyjnej. W ramach rekomendacji grupy OECD-NEA i sposobu szacowania kosztów generacji energii elektrycznej, zaproponowano szereg wskaźników i narzędzi do estymacji nakładów związanych z wprowadzeniem nowych technologii. Poniższe opracowanie zawiera zestawienie wskaźników, wyrażonych w %, które mogą posłużyć do szacunkowego porównania danych dotyczących różnych projektów SMR.

DOJRZAŁOŚĆ	GENERACJA	NIEPEWNOŚĆ, %	PREMIE
FOAK(I) (1-2 szt.)	III i III+ IV	30% 50%	Budowa w kraju z małym doświadczeniem w energetyce jądrowej, +10%, budowa w konfiguracji +2 - 10%
FOAK(II) (3-5 szt.)	III i III+ IV	25% 40%	
NOAK(I) (5-10 szt.)	III i III+ IV	5% 20%	
NOAK(II) (>10 szt.)	III i III+ IV	-10% 10%	

Z uwagi na charakter informacji dotyczących zestawionych SMR przyjęto, że podane kwoty dotyczą nakładów kontraktowych. Ostateczne nakłady inwestycyjne mogą się znacząco różnić z uwagi na brak jednoznacznej projekcji kosztów finansowania. Prognozuje się spadek jednostkowych kosztów produkcji na poziomie do 30%, możliwy do osiągnięcia dzięki modularyzacji i zintegrowanemu podejściu do realizacji projektu. W praktyce obniżenie jednostkowych nakładów inwestycyjnych powinno wynieść od 5 do 10% w porównaniu do dużych jednostek.

SERIA	FOAK (I)		NOAK (II)	
	MLN USD	MLN USD/ MWE	MLN USD	MLN USD/ MWE
KLT-40S	571	8,157	140	2,000
RITM-200	1800	18,000	-	-
CAREM-25	446	13,938	-	-
HTR-PM	1400	6,667	525	2,500
ACPR50S	461	7,683	-	-
NuScale	3132	4,350	2592	3,600
ACP100	800	6,400	520	4,160
SMART	1000	10,000	-	-
BWRX-300	-	10,000	-	-
BWRX-300	1500	-	675	2,250
ARC-100	1000	15,000	-	-
Integral MSR	1000	14,881	-	-
BREST		3,333	-	-

Z tej perspektywy reaktory SMR wydają się być atrakcyjne, mimo wyższych kosztów, aczkolwiek w większości przypadków porównywalne do obecnych rozwiązań.

Należałoby więc spróbować odnieść się do instalacji demonstracyjnej, budowanej w tym samym regionie, np. w Europie. Porównując nakłady kontraktowe: różnica w cenie za zainstalowany kW jest o 18% większa niż w USA, o 46% większa niż w Rosji, oraz o 53% większa niż w Azji Wschodniej. Argentyński reaktor CAREM, z uwagi na swoją specyfikę, tzn. nieodłączne koszty związane z kreacją nowej gałęzi energetyki jądrowej, wykazuje bardzo duże koszty demonstratora, dlatego projekcja NOAK wydaje się być bezcelowa. Podobnie jak rosyjskie FNPP, których celem jest dostawa energii do regionów odizolowanych. W tak zaprognozowanym rozkładzie, FOAK (II) dla SMR opartych o reaktory LWR kształtują się w przedziale od 3,5-15 mln USD/MW, natomiast NOAK (II) w przedziale 2,6-7,6 mln USD/MW.

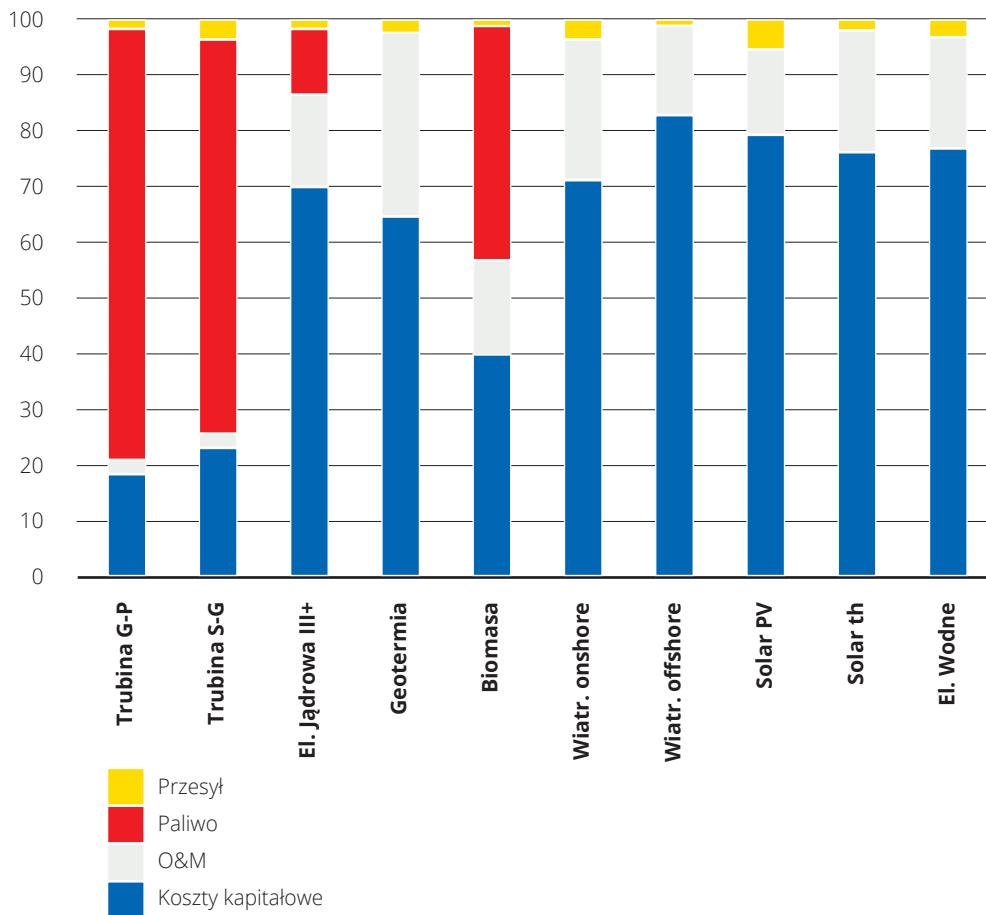
Porównując koszty jednostkowe pozostałych reaktorów widać, że w szczególności NuScale, BWRX-300 oraz ACP100 mogłyby być konkurencyjne w Europie, nie tylko dla dużych reaktorów generacji III+, ale też dla bloków gazowo-parowych lub biomasowych, które celują w podobny zakres mocy. Należy jednak pamiętać, że osiągnięcie dojrzałości technologicznej NOAK (II), może być możliwe dla tych projektów nie wcześniej niż za 10-15 lat. Demonstrator SMR IV generacji w tej projekcji jest o 2-4 razy droższy od obecnej technologii LWR (10-18 mln USD/MWe). Docelowo NOAK dla tych technologii może kształtować się w odniesieniu do warunków europejskich na poziomie 4-15 mln USD/MWe. Należy jednak pamiętać, że reaktory te są zaprojektowane głównie do innych celów, niż tylko produkcja energii elektrycznej lub zaspokojenie potrzeb ciepła sieciowego.

Realizując dostawę ciepła wysokotemperaturowego do odbiorcy przemysłowego na potrzeby produkcji wodoru, rafinacji lub innych energochłonnych procesów, a także realizując recykling paliwa jądrowego, inwestycje te mogą być zupełnie inną kategorią inwestycji jądrowych, z inną niż do tej pory konstrukcją uzasadnienia biznesowego.

4.2. KOSZTY O&M ORAZ KOSZTY PALIWA

Koszty stałe oraz zmienne utrzymania i eksploatacji źródła w oparciu o technologię jądrową, wliczając w to koszty paliwa, stanowią do 30% wartości LCOE. Obecnie funkcjonujące elektrownie jądrowe cechują się wysokim stopniem przewidywalności kosztów. Koszty operacyjne i eksploatacyjne elektrowni jądrowych są również niższe niż źródeł opartych o paliwa kopalne.

DEKOMPOZYCJA CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZE WZGLĘDU NA UDZIAŁ KOSZTÓW

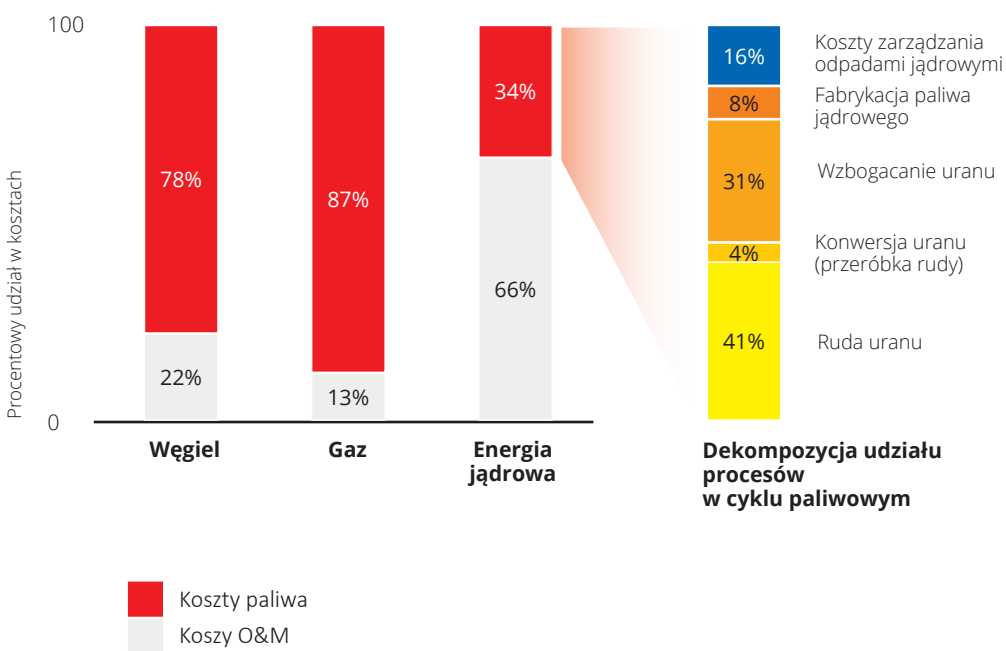


Największą determinantą kosztów zmiennych jest cena paliwa. Energetyka jądrowa, charakteryzuje się stosunkowo niskim udziałem ceny paliwa w kreacji cen energii. Szacuje się, że udział „frakcji paliwa” w przypadku energetyki jądrowej, nawet z uwzględnieniem kosztów gospodarki odpadami, wynosi nie więcej niż 15%.

Przez ostatnie lata cena koncentratu uranowego U3O8 (*yellow cake*) kształtowała się na poziomie 65 USD/kg. Pomimo prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na koncentrat, nie przewiduje się znaczących fluktuacji cenowych. Większość SMR opartych o technologię reaktorów wodnych, z powodzeniem będzie wykorzystywać powszechne paliwo UOX, a kasety paliwowe będą wymagały nieznacznie zmodyfikowanej konstrukcji - koszty powinny być na podobnym poziomie lub nieznacznie wyższym. SMR wykorzystują również wyższy poziom wzbogacenia paliwa, z uwagi jednak na dłuższy cykl paliwowy, można spodziewać się zrównoważenia kosztów w kierunku bardziej zaawansowanego procesu wzbogacenia, dzięki mniejszemu zapotrzebowaniu na paliwo. Paliwo MOX, które może być wykorzystywane w niektórych SMR, jest o 10-30% droższe niż paliwo UOX, ale jego zaletą jest wykorzystanie go do celów gospodarki plutonem.

Ostatecznie jednak jednostkowy koszt paliwa MOX może być mniejszy, gdy zostanie wykorzystane w reaktorach prędkich i powielających - efektywność wykorzystania wsadowego materiału paliwowego jest o wiele większa. W przypadku paliwa TRISO, dedykowanego dla reaktorów HTR, szacuje się, że może ono być droższe o 20-80% niż paliwo dla LWR, a jego cena zależeć będzie od powszechności reaktorów gazowych. Należy jednak pamiętać, że tego typu reaktory dedykowane są dla zaspokajania zarówno potrzeb energetycznych, jak i ciepłych dla przemysłu, stąd znacząco wyższe koszty paliwa mogą nie mieć wpływu na pozytywne uzasadnienie biznesowe takiej instalacji.

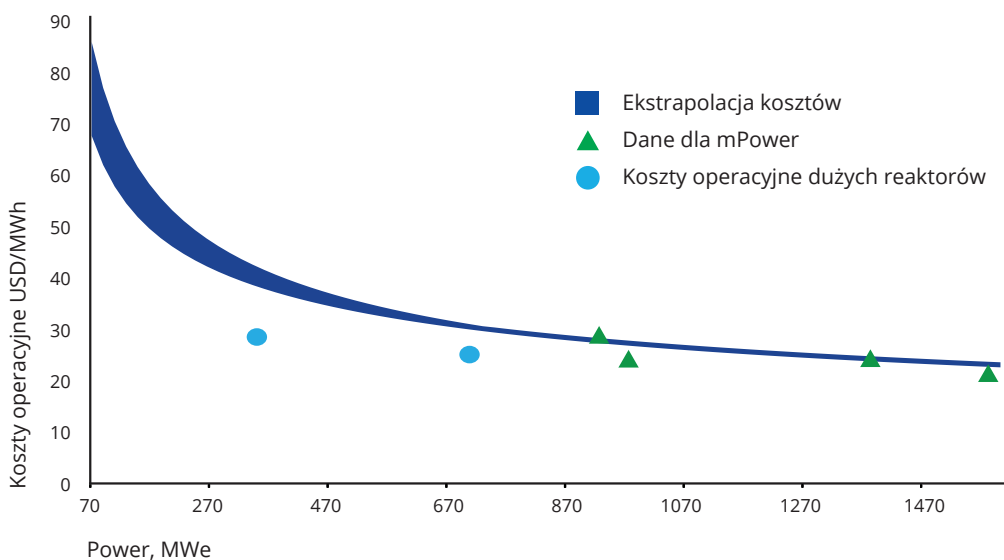
DEKOMPOZYCJA KOSZTÓW OPERACYJNYCH DLA ELEKTROWNI GAZOWEJ, WĘGLOWEJ I JĄDROWEJ



Koszty stałe O&M (obsługi, eksploatacji, utrzymania) w 50% generują wydatki konieczne na personel w wielkoskalowych elektrowniach jądrowych. W przypadku SMR można założyć, że efekt skali przedsięwzięcia wpłynie w pewnym stopniu na redukcję personelu. W przypadku wielomodułowej instalacji o mocy porównywalnej z istniejącymi blokami jądrowymi, jak demonstracyjna elektrownia NuScale o mocy 720 MWe, prawdopodobnie będzie wymagała zbliżonej liczby personelu.

Z uwagi na uproszczenie instalacji oraz zmniejszenie ilości działów i gospodarek zakładu liczba osób obsługująca elektrownię mogłaby zostać zmniejszona, natomiast będzie równoważona minimalną ilością personelu, bez względu na ilość obsługiwanych modułów. Przy instalacjach o mocy 150-200 MWe (czyli odpowiadających dwóm - trzem SMR), liczba zatrudnienia osób obsługujących elektrownię może być na bardzo podobnym poziomie, jak dla 1 modułu, czego efektem może być nawet 2 razy większy wskaźnik kosztów personelu na 1 MW, niż dla dużych elektrowni jądrowych. Wśród kilkudziesięciu projektów SMR, znajdują się również projekty reaktorów bezobsługowych małej mocy. Z uwagi na bardziej rozbudowane systemy bezpieczeństwa, wyższe nakłady na instalację będą kompensowane właśnie przez niższe koszty obsługi.

SUMA KOSZTÓW EKSPLOATACJI I PALIWA DLA REAKTORÓW PWR I SMR W FUNKCJI MOCY



4.3. KOSZTY GOSPODAROWANIA WYPALONYM PALIWEM

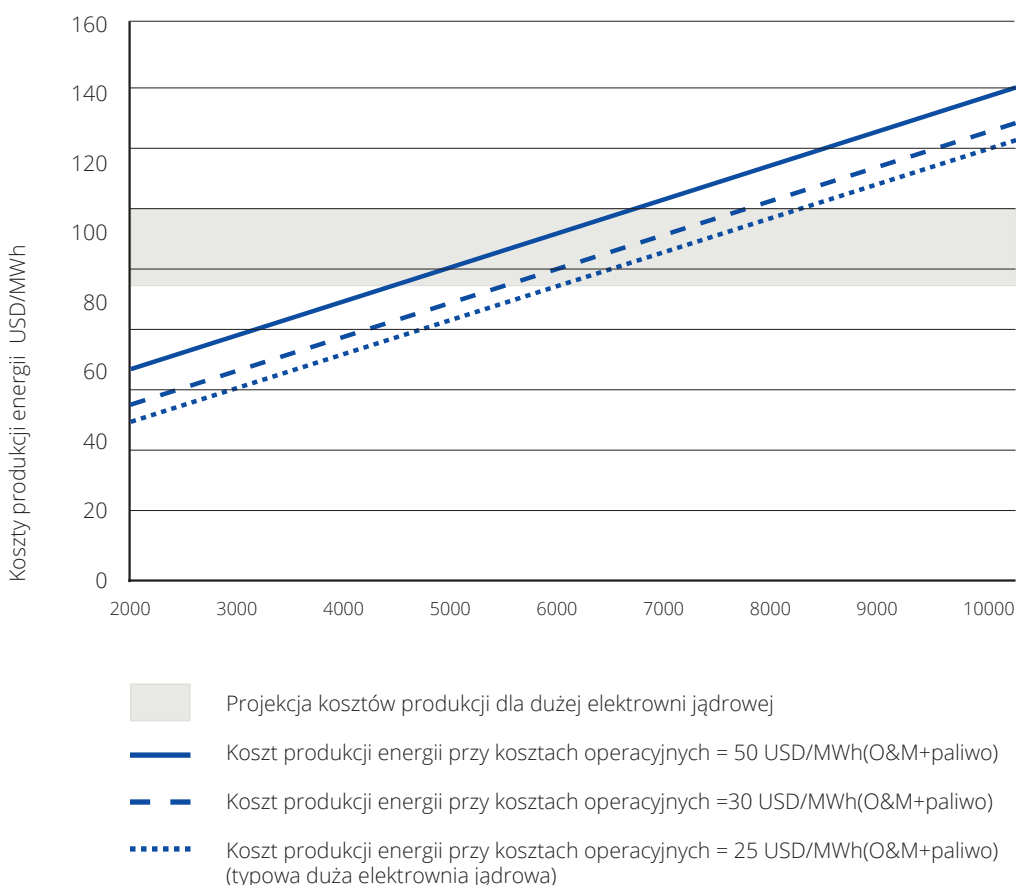
Koszty unieszkodliwiania odpadów i ich likwidacji są zwykle w całości uwzględniane w kosztach operacyjnych inwestycji jądrowej. W połączeniu z kosztami społecznymi, zdrowotnymi i środowiskowymi paliw kopalnych, konkurencyjność i atrakcyjność energii jądrowej rośnie. W przypadku SMR opartych o LWR, jednostkowe koszty związane z unieszkodliwianiem paliwa jądrowego nie będą ulegały dodatniemu efektowi skali. W przypadku dużych, wielomodułowych instalacji dla NOAK, koszty te mogą być na porównywalnym poziomie jak dla dużych LWR. W zakresie mniejszych instalacji można się spodziewać, że koszty wskaźników jednostkowych będą rosły, nawet dwukrotnie niż dla dużych LWR.

W przypadku reaktorów IV generacji sprawa jest bardziej skomplikowana. Zapewniając dodatkowe ogniwo w dotychczasowym cyklu paliwowym, poprzez recykling wypalonego paliwa lub innych niebezpiecznych substancji promieniotwórczych, a także działając w trybie „powielania” – jednostkowy koszt wsadowego materiału jądrowego, a docelowo i bezpośredni koszty utylizacji, będą z pewnością niewielkie. Obecne instalacje do produkcji paliwa do reaktorów IV generacji, są instalacjami na niewielką, demonstracyjną skalę, dlatego trudno o projekcję kosztów gospodarki wypalonym paliwem, gdyż jest to perspektywa co najmniej kilku dekad.

4.4. PROGNOZOWANA CENA ENERGII

Nieodłącznym elementem dyskusji o jakimkolwiek projekcie jądrowym, wielkoskalowym albo SMR, są ceny energii elektrycznej.

KOSZT PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z SMR JAKO FUNKCJA KOSZTÓW KAPITAŁOWYCH (STOPA DYSKONTA 5%)



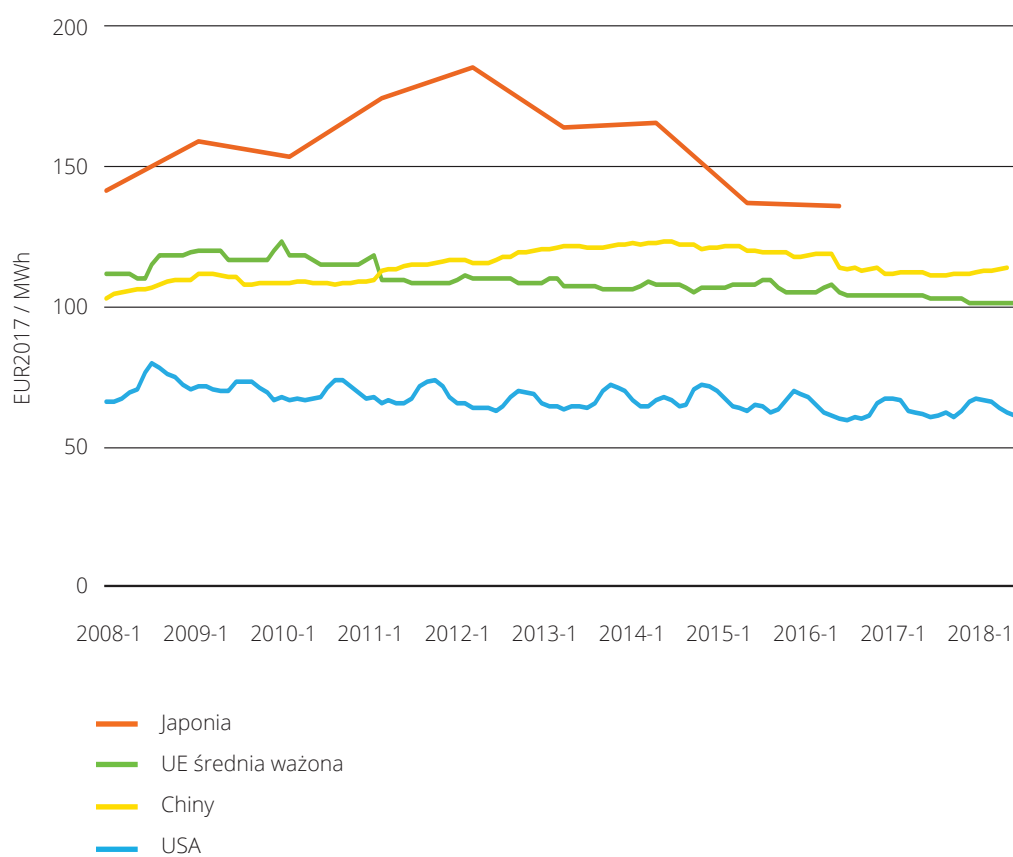
Informacje na temat najbardziej zaawansowanych projektów SMR w postaci FNPP, wskazują, że cena energii elektrycznej będzie kształtowała się na poziomie 500-900 PLN/MWh. Należy jednak pamiętać, że są to jednostki dedykowane dla regionów odizolowanych, rozproszonych, gdzie aktualna cena kształtuje się na poziomie 1000-1500 PLN/MWh.

Nie ma dokładnych informacji na temat prognozowanej ceny energii dla SMR -LWR. Znane są orientacyjne wskaźniki LCOE dla poszczególnych projektów SMR, które dają pogląd, jak może kształtować się cena w przyszłości. Przy założeniu, że koszty inwestycyjne znacząco wpływają na LCOE, widać, że wyprodukowana energia elektryczna w elektrowniach demonstracyjnych może być droższa o 20-60% niż w dużych elektrowniach jądrowych. Natomiast wraz ze spadkiem jednostkowych nakładów inwestycyjnych można mówić

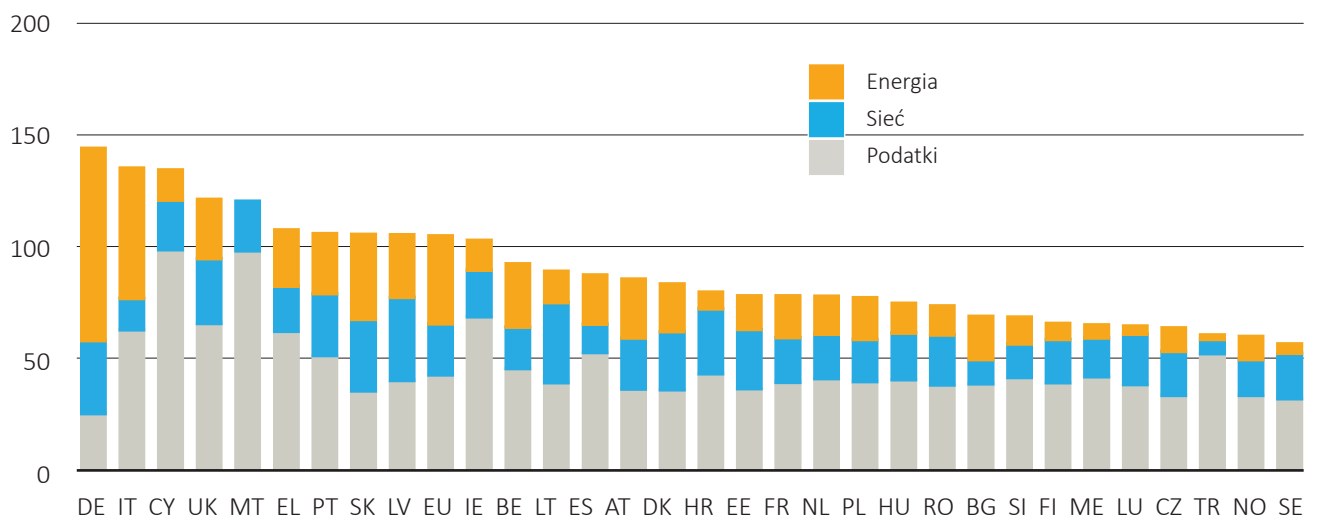
o zmniejszeniu tej dysproporcji do 5-15%. Przy ekstrapolacji tych założeń, a także LCOE (skrajnie wysokiej) dla dużej elektrowni jądrowej w Polsce na poziomie 350 zł/MWh, można oszacować, że LCOE dla FOAK SMR po 2025 roku będzie wynosić 420-560 zł/MWh.

Z kolei w pełni komercyjne NOAK SMR będą miały LCOE w zakresie 365-405 zł/MWh. Z tej perspektywy reaktory SMR mogą być bardziej atrakcyjne, z uwagi na dostępną moc od źródeł gazowych, a także bloków na biogaz lub biomasę. LCOE daje orientacyjny kierunek tendencji cen energii elektrycznej, na jej ostateczną wysokość wpływa jednak jeszcze wiele innych czynników.

Obecnie cena energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce wynosi około 280 zł/MWh. Średnie ceny w Unii Europejskiej kształtują się w przedziale 150 zł/MWh - 390 zł/MWh. Wychodząc poza Europę, międzynarodowe porównania nadal pokazują, że hurtowe ceny realne energii elektrycznej w UE są wyższe niż w USA, Kanadzie, czy Rosji.

DETALICZNE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ
DLA PRZEMYSŁU

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA ODBIORCÓW PRZEMYSŁOWYCH W 2017 R.



W zestawieniu państw UE, Polska plasuje się w połowie rankingu. Póki co, stosunkowo niskie ceny energii dla odbiorców przemysłowych, z uwagi na „tanią energię” ze źródeł węglowych, nie były zagrożeniem dla konkurencyjności polskiej gospodarki. Jednak na ostateczną cenę energii elektrycznej wpływają również ceny uprawnień do emisji CO₂, które w ostatnim czasie oscylowały między 25-29 EUR/1 tonę CO₂ (dla porównania cena uprawnień w 2017 roku oscylowała w granicach 4,5-8,1 EUR/1 tonę CO₂).

SMR, czy jakkolwiek inna technologia jądrowa, nie jest narażona na tego typu fluktuacje cen uprawnień do emisji, z uwagi na brak emisji.

Zgodnie z ustawą o cenach energii i jej późniejszymi nowelizacjami, ceny prądu w 2019 r. pozostają na poziomie taryf i cenników obowiązujących 30 czerwca ubiegłego roku - dzięki temu dla gospodarstw domowych, mikro- i małych firm, szpitali, jednostek sektora finansów publicznych, w tym samorządów, ceny prądu zostały zamrożone. Powstrzymanie podwyżek cen energii dla wyżej wymienionych pod-

miotów w 2019 roku kosztować ma budżet państwa łącznie 9 mld zł. Pomogą w tym trzy mechanizmy uwzględnione w nowelizacji ustawy: obniżenie podatku akcyzowego na energię elektryczną z 20 zł/MWh do 5 zł/MWh, obniżenie opłaty przejściowej dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej o 95%, oraz bezpośredni zwrot utraconego przez spółki przychodu. Decyzja o zamrożeniu cen na 2020 rok jeszcze nie zapadła (stan na październik 2019 r.). Wszystkie jednak prognozy wskazują, że ceny energii będą rosły, a skutki tego odczują wszyscy.

Cena za energię będzie wzrastać jednostajnie, dostosowując się do otoczenia rynkowego lub skokowo, jako reakcja na odmrożenie cen. W takim otoczeniu inwestycja w budowę reaktorów SMR może wydawać się jeszcze atrakcyjniejsza, szczególnie z punktu widzenia odbiorców przemysłowych, najbardziej podatnych na rosnące ceny energii w Polsce. Przykładem jest podpisanie porozumienia przez Synthos i GE Hitachi Nuclear Energy w sprawie współpracy dotyczącej możliwości budowy BWRX-300 w Polsce. Nie są znane żadne wiążące szczegóły: lokalizacja, harmonogram, koszty. Chęć współpracy została podyktowana zainteresowaniem tych podmiotów budową źródła wolnej od emisji CO₂ energii elektrycznej. Wpisuje się to w zauważalny trend - przedsiębiorstwa z powodu podwyżek cen energii szukają sposobów poprawy efektywności energetycznej oraz inwestują we własne źródła energii. Szczególne zainteresowanie budzą OZE, z uwagi na potencjał „zazielenienia” miks energetycznego (struktura produkcji i zużycia energii kategoryzowana z punktu widzenia sposobu jej wytworzenia i wykorzystanego paliwa), a także bloki gazowo-parowe - z uwagi na niezawodność dostaw energii.

Obecnie koszt wyprodukowanej energii z bloku gazowo-parowego w Polsce wynosi 250-300 zł/MWh. Wobec rosnących cen uprawnień do emisji CO₂, a także nieuchronnych podwyżek cen gazu, bezkonkurencyjne obecnie bloki gazowo-parowe, mogą w perspektywie 10-15 lat stracić na swej atrakcyjności. Z kolei SMR około 2030 roku mogłyby stanowić poważną konkurencję dla bloków gazowo-parowych klasy 100-600 MWe.

Kolejnym ekonomicznym aspektem wpływającym na cenę energii jest koszt systemu zbilansowania podaży dowolnego źródła energii z rzeczywistym popytem w sieci. Koszt jest minimalny w przypadku źródeł dyspozytorskich, takich jak energia jądrowa, za to energia z paliw konwencjonalnych jest istotnym czynnikiem dla pogodozależnych OZE. Generalnie koszty te są tak samo znaczące, jak rzeczywiste koszty wytwarzania, ale rzadko uwzględniana się ten aspekt bezpieczeństwa energetycznego przy porównaniu różnych opcji dostaw energii. Zbliżając się do wskaźnika 40% udziału OZE w produkcji energii, z uwagi na preferencyjny dostęp do tych źródeł w Niemczech, Austrii i Hiszpanii, zwiększają się koszty sieciowe całego systemu.

Jednym z mechanizmów zapewniających stabilność dostaw są długoterminowe rynki mocy lub umów zakupu energii, np. w ramach PPA. Istniejący obecnie w Polsce rynek mocy wspiera źródła o stabilnych dostawach, bez względu na technologię - dopuszczając zarówno źródła węglowe, gazowe, magazyny energii oraz OZE, ale w ramach np. wirtualnej elektrowni, która zarządza i rekompensuje ich zmienność. Od 1 stycznia 2020 roku polski rynek mocy będą obowiązywać unijne limity emisji CO₂ na poziomie 550 g CO₂/kWh dla nowych jednostek.

Istnieje duża niepewność, co do poziomu cen nabycia mocy w ramach przyszłych aukcji. Wyniki ostatnich aukcji mocy w ramach gotowości do dostarczenia i zapewnienia dostaw mocy w okresie występowania problemów z bilansem mocy, szacuje się średnio na 200 PLN/kW/rok. Najwyższe wylicytowane ceny kształtowały się już na poziomie 400 PLN/kW/rok. Ceny te jednak mogą znacząco wzrosnąć w przyszłości. A dla porównania, dla elektrowni SMR przy zadeklarowaniu gotowości całego wolumenu rocznego, przy obecnych znanych cenach z rynku mocy, dopłata może wynosić od 25 do 45 zł za każdą wyprodukowaną MWh.

4.5. WNIOSKI

Wiele czynników wskazuje na to, że stale rośnie zapotrzebowanie na energię pomimo krajowej poprawy efektywności energetycznej. Również prognozowany jest wzrost cen energii pomimo niepewności co do skali owego wzrostu (szacuje się, że od kilkunastu do kilkudziesięciu procent w ciągu najbliższej dekady). Dziś energetyka jądrowa wielkoskalowa jest konkurencyjna w stosunku do innych źródeł energii w podstawie miks energetycznego, dlatego też stanowi jeden z filarów projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040. Z kolei SMR, wydające się na pierwszy rzut oka nieco droższe w porównaniu do wielkoskalowej energetyki jądrowej, po 2030 roku, osiągając dojrzałość NOAK (II), mogą być znacznie bardziej konkurencyjne dla innych źródeł wytwórczych w podobnej klasie mocy.

Ryzyko związane z finansowaniem w przypadku SMR może być zminimalizowane z uwagi na mniejszą moc reaktora, a tym samym mniejsze sumaryczne nakłady inwestycyjne. Wartość przedsięwzięcia, liczona od kilkuset milionów do 1-2 miliardów PLN, jest skalą do pozyskania z zewnętrznych środków finansowych, szczególnie gdy jej produkt będzie podstawą funkcjonowania nowych zakładów przemysłowych. Dla porównania Grupa Azoty i Grupa Azoty Police rozpoczęły projekt Polimery Police wart około 6 mld PLN, a także budowę bloku węglowego 100 MWe w Puławach o wartości 1,2 mld PLN.

Dodatkowo, już dziś istniejące instrumenty poprawiające uzasadnienie nowych inwestycji w energetyce, np. rynek mocy, mogłyby być również dostępne dla SMR. W nowej perspektywie finansowej na lata 2020-2030, Unia Europejska przygotowała Fundusz Modernizacyjny oraz Fundusz Innowacyjności, które mają wspierać transformację i dekarbonizację energetyki w Europie. Znane są ogólne założenia tej polityki, natomiast szczegóły dotyczące zarządzaniem funduszami, konkursami itd. wciąż są uzgadniane na poziomie europejskim. Kluczowym dla pozyskania ewentualnych środków z tych funduszy dla SMR, jest tocząca się obecnie dyskusja nad definicją „*green and sustainable*” (z ang. zielona i zrównoważona), która nie wyklucza technologii jądrowych z kategorii wpisujących się w unijną politykę zielonej gospodarki i zrównoważonego rozwoju. W październiku 2019 podczas obrad Rady Europy zaproponowano bardziej liberalną definicję (źródła nieemisyjne), w przeciwieństwie do propozycji Parlamentu Europejskiego (odnawialne źródła energii). Decyzja dotycząca wciągnięcia energetyki jądrowej na listę zielonych technologii powinna być podjęta do 2022 roku.

CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA RYNEK SMR

5

5.1. KLUCZOWE INDYKATORY, W TYM ODNIESIENIE DO ASPEKTU POLSKI

Kluczowymi siłami napędzającymi rozwój programu SMR są potrzeby elastyczności wytwarzania energii dla szerszego grona użytkowników, i zastosowań niefunkcyjnych, np. dla lokalizacji funkcjonujących poza siecią, do współpracy z OZE, czy zaspokajania potrzeb zakładów przemysłowych. Przewiduje się wiele niszowych rynków dla SMR, które dla dużych reaktorów byłyby nieopłacalne. Chodzi tu w szczególności o kraje rozwijające się, gdzie oprócz niedostatku energii istnieje zapotrzebowanie na wodę pitną (odsalanie wody morskiej). Poniżej zestawiono czynniki, które mogą wpływać na wprowadzenie SMR w Polsce.

CZYNNIK	OPIS INDYKATORA
Rosnące zużycie energii	W Polsce rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną
Rosnące ceny energii	Prognozuje się znaczący wzrost cen energii elektrycznej w Polsce
Rating kredytowy gospodarki	„A-” Agencja Fitch wskazuje, że Polska na mocne fundamenty makroekonomiczne i dobrze zdywersyfikowaną gospodarkę, która jest wspierana przez rozsądnie prowadzoną politykę gospodarczą oraz silny sektor bankowy, co jest pozytywnym sygnałem dla prowadzenia inwestycji.
Ochrona środowiska (polityka emisji gazów cieplarnianych)	W Polsce około 80% energii pochodzi z węgla. Z uwagi na konieczność dostosowania się do europejskich norm, a także podążania ścieżką dekarbonizacji, istnieje potrzeba transformacji energetycznej opartej o opartej o źródła bezemisyjne.
Samowystarczalność zaopatrzenia w energię	W Polsce nie ma typowych odizolowanych miejsc, które wymagałyby indywidualne źródła mocy (np. wyspy). Natomiast istnieje potrzeba samowystarczalności dla przemysłu - zainteresowanie budową własnych źródeł mocy
Rozwiązania kogeneracyjne	W Polsce widoczne jest zainteresowanie kogeneracyjnymi rozwiązaniami, zarówno dla potrzeb przemysłowych oraz ciepłowniczych.

Energochłonny sektor	W Polsce przemysł konsumuje ok. 1/3 rocznej produkcji energii elektrycznej
Zdolność/stan sieci	Sieć elektroenergetyczna w Polsce jest dosyć dobrze rozbudowana. Stale prowadzone są inwestycje sieciowe, mające na celu przyłączanie nowych źródeł
Dostępność terenu	Polska charakteryzuje się stosunkowo dużą dostępnością terenu pod inwestycje. W przypadku SMR potencjalne lokalizacje, nie będą musiały być ograniczone w takim stopniu jak duże elektrownie jądrowe - mniejszy zasięg, mniejsze zapotrzebowanie na wodę, możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury drogowej lub kolejowej.
Status członkowski MAEA	Polska należy do IAEA od 1957 roku
Program Jądrowy	Obecny Program Polskiej Energetyki Jądrowej zostanie prawdopodobnie zaktualizowany po przyjęciu dokumentu Polska Polityka Energetyczna do 2040, który zakłada implementację technologii jądrowej w Polsce. Dokument wskazuje na budowę elektrowni 6-9 GW opartej o GIII+, natomiast nie wyklucza rozwoju innych technologii np. HTR. Według ostatnich wypowiedzi Ministra Inwestycji i Rozwoju nie wyklucza współpracy z obecnymi oferentami technologii SMR.
Krajowe zasoby uranu	<p>Polska nie posiada obecnie konwencjonalnych i uzasadnionych ekonomicznie zasobów uranu. Pozostałe zasoby rozpoznane szacuje się na 7270 tony, natomiast prognozowane zasoby to 10000-20000 ton.</p> <p>Dodatkowym źródłem może być pozyskiwanie uranu z przemysłowego kwasu fosforowego metodą hybrydową (np. w Zakładach Chemicznych w Policach)</p>

5.2. OBSZARY IMPLEMENTACJI SMR W POLSCE - KOGENERACJA, BEZEMISYJNA ENERGETYKA ROZPROSZONA, SYNERGIA OZE I ENERGETYKI JĄDROWEJ

PEP2040 identyfikuje reaktory jądrowe dużej mocy z generacji III lub III+, jako zaspokajające w istotny sposób potrzeby energetyczne Polski, będąc jednocześnie bezemisyjnymi źródłami energii. Politykę państwa podążającą w kierunku energetyki jądrowej determinuje konieczność systematycznego „wygaszania” dużej mocy węglowych, które aktualnie zaspokajają podstawowe zapotrzebowanie na energię w systemie elektroenergetycznym.

Chcąc osiągnąć potencjał 6 GW w ciągu 10 lat, należałoby zbudować 4-6 dużych bloków o mocy co najmniej 1000 MWe lub też 20 SMR o mocy 300 MWe lub 120 SMR o mocy 50 MWe. W takim ujęciu budowa mocy o tak rozproszonym potencjale nie jest uzasadniona. Dodatkowo napięty harmonogram wskazuje, że decyzja dotycząca dostawy technologii wraz ze strukturą finansowania projektu musi zostać doprecyzowana w ciągu najbliższych 2-3 lat. W przypadku SMR-LWR szczegóły istotne dla rozpoznania wstępnej wiarygodności inwestycji o skali 6-9 GW, będą znane nie wcześniej, niż około 2030 roku. W efekcie chęć zastąpienia wielkoskalowej energetyki rozwiązaniami SMR może doprowadzić do opóźnienia implementacji energetyki jądrowej o co najmniej 10-15 lat. Technologia SMR ma natomiast szansę równoczesnego rozwoju z wielkoskalową energetyką.

Obecnie można zidentyfikować 3 potencjalne obszary implementacji w Polsce technologii SMR:

- praca w skojarzeniu z OZE (zabezpieczanie dostaw energii),
- zaspokojenie potrzeb ciepła sieciowego,
- zastosowanie w przemyśle.

Model funkcjonowania SMR w większości dedykowany jest do pracy w niestabilnym sieciowo otoczeniu lub wprost do synergii z OZE. Z uwagi na zakres mocy dostępnych modułów 50-300 MWe, SMR mogłyby zabezpieczać dostawy z farm fotowoltaicznych i farm wiatrowych w perspektywach długookresowych (godziny-dni). Z kolei duża elastyczność pracy (np. szybka zmiana mocy) mogłyby rekompensować dynamicznie braki mocy w sieci, wpływając pozytywnie na bilans podaży i popytu (minuty-dni). Obecnie zadania te spełniają głównie bloki węglowe klasy 200 MW, gazowe i gazowo-parowe. W perspektywie po 2030 r., mogłyby być konkurencyjne dla tego typu źródeł energii, umożliwiając tym samym większą partycypację OZE w polskim miksie energetycznym, przy równoczesnym, zwiększonym bezpieczeństwie energetycznym. Trzeba jednak brać pod uwagę fakt, że jest to rynek dopiero rozwijający się. W kolejnych dekadach SMR mogą stopniowo wypierać źródła gazowe, z uwagi na ich kończący się czas życia (25 lat), a także postępującą dekarbonizację. Spalanie gazu również powoduje emisję CO₂, chociaż w znacznie mniejszym stopniu niż dzieje się to przy wykorzystaniu węgla jako paliwa.

Obecna retoryka UE, a także Europejskiego Banku Inwestycyjnego wskazuje, że możliwości wspierania lub pozyskania środków na inwestycje gazowe będą mocno ograniczone. Instalacje sekwestracji CO₂ (proces wychwycenia i oddzielenia dwutlenku węgla ze spalin w celu ograniczenia jego emisji do atmosfery), pomimo zapowiedzi o nadchodzącym przełomie, są nadal na poziomie instalacji badawczych lub demonstracyjnych. Tylko przy komercyjnie dostępnych rozwiązaniach na dużą skalę, źródła gazowe mogą być wykorzystywane w perspektywie po 2030 roku. Najczęściej do bilansowania OZE wymienia się magazyny energii, ale tu również nie widać spektakularnych przełomów technologicznych. W perspektywie lat 30-tych, to właśnie SMR mogą być najbardziej realną opcją do współpracy ze źródłami OZE.

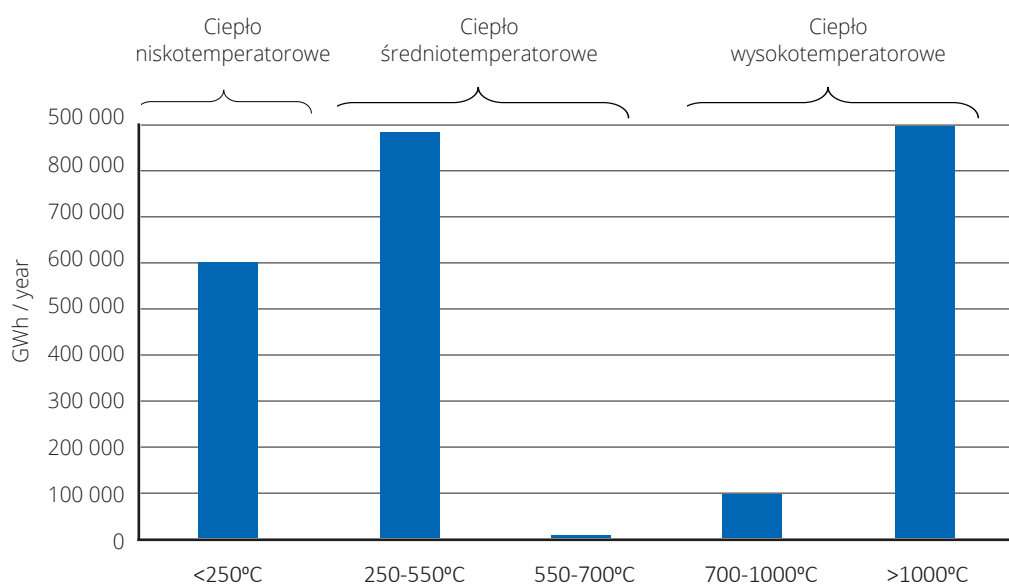
Zaspokojenie potrzeb na ciepło sieciowe to zadanie, przed którym Polska stoi tu i teraz. Obecnie w ramach walki ze smogiem oraz walki z ubóstwem energetycznym, podłącza się do sieci ciepłowniczych coraz więcej klientów. Rosnące zapotrzebowanie na ciepło sieciowe wymaga inwestycji i modernizacji istniejącej sieci ciepłowniczej. Derogacje obowiązujące w ciepłownictwie umożliwiają eksploatację ciepłowni węglowych do 2025-2030 r.

Dziś źródła węglowe zaspokajają ok. 74% zapotrzebowania ciepła. Tam, gdzie jest to możliwe, podejmuje się decyzje o budowie lub rozbudowie źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem. Docelowo jednak mix energetyczny w ciepłownictwie po 2030 roku musi ulec diametralnej zmianie. Obecnie udział OZE w tej transformacji wydaje się mieć ograniczony udział, natomiast inwestycje w kolejne źródła gazowe z podobnych powodów jak powyżej, będą miały również w dalszej perspektywie ograniczony potencjał implementacji. Stąd oferowane technologie SMR, które z założenia mają pracować w kogeneracji lub bezpośrednio na potrzeby ciepłownicze byłyby idealnym rozwiązaniem dla lokalnych, małych rynków ciepła. Szacuje się, że obecnie w Polsce pracuje około 400 ciepłowni o mocy 15-50 MWe. Jest to więc spory rynek zbytu. Ważnym aspektem w implementacji programu energetyki jądrowej będzie oczywiście akceptacja społeczna tego rozwiązania.

Skuteczność kampanii informacyjnej na temat bezpieczeństwa ciepłowni jądrowej będzie odgrywała kluczową rolę. Takie rozwiązania są znane, ale nie powszechnie spotykane na świecie, z uwagi na znaczne oddalenie elektrowni jądrowych od miast. SMR, z uwagi na znacząco mniejszą moc i inne cechy bezpieczeństwa, mogłyby być budowane bliżej miast, zwiększając uzasadnienie ekonomiczne produkcji ciepła w ciepłowni lub elektrociepłowni jądrowej.

W 2017 r. zespół doradczy Ministerstwa Energetyki, który przygotował analizę i wytypował warunki do wdrożenia wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych, dość dobrze rozpoznał potencjalny rynek zbytu dla odbiorców przemysłowych w Europie i Polsce. W Europie roczne zapotrzebowanie na ciepło niskotemperaturowe szacuje się na poziomie 600000 GWh. Raport skupił się głównie na analizie zaspokojenia potrzeb ciepła średniotemperaturowego z reaktorów HTR. Obecnie ten potencjał mógłby być zaspokojony przez implementację chińskiego projektu HTR-PM250. Z uwagi na przewidywany wolniejszy rozwój reaktorów HTR i termin gotowości NOAK do wprowadzenia na rynek europejski dopiero w 2030-2040 roku, jednak to SMRy oparte o LWR mają większą szansę na szybsze osiągnięcie odpowiedniej gotowości technicznej i biznesowej. Obecnie jednak liczba instalacji przemysłowych wykorzystujących niskotemperaturowe ciepło nie jest w Polsce duża i cechuje się sporym rozproszeniem.

ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO PROCESOWE W EUROPIE



Natomiast wciąż istnieje ogromny potencjał dla zakładów wykorzystujących w ogromnych ilościach energię elektryczną. Przykładem jest wcześniej wspomniane porozumienie o współpracy Synthos i GE. Przedsiębiorstwa zainteresowane inwestycją w nowe źródła energii, niezależniąc się od zewnętrznych wahań rynku energii, mogłyby swoje potrzeby zaspokajać z jednego lub dwóch modułów SMR - na poziomie 50-100 MWe.

5.3. ŁAŃCUCH DOSTAW I MOŻLIWOŚĆ PARTYCYPACJI POLSKICH FIRM; MOŻLIWOŚĆ LOKOWANIA POTENCJAŁU PRZEMYSŁOWEGO W POLSCE

Energetyka jądrowa to sektor przemysłu o wysokich standardach bezpieczeństwa. Często wymagania techniczne i organizacyjne są porównywalne do wymagań stawianych w przemyśle lotniczym lub kosmicznym. Według aktualnej retoryki, „wejście” energetyki jądrowej do Polski może być szansą na pobudzenie gospodarki, np. za sprawą tworzenia nowych gałęzi gospodarki.

Obecnie zidentyfikowano ponad 70 polskich przedsiębiorstw, które zrealizowały minimum jeden projekt dla zagranicznych elektrowni jądrowych – głównie na terenie UE, Rosji, Ukrainy, Kanady, Meksyku i Japonii. Całkiem realne jest więc włączenie się krajowych przedsiębiorstw w łańcuchy dostaw światowych koncernów jądrowych. Również w przypadku SMR potencjał na to jest stosunkowo duży. Budowa zakładu prefabrykacji reaktorów SMR jest raczej w Polsce w najbliższym czasie mało prawdopodobna, aczkolwiek nie niemożliwa. Przykładem argentyńskim, w Polsce również możliwe byłoby wytworzenie całkiem nowej gałęzi gospodarki. Realną opcją wydaje się możliwość stworzenia zakładu lub zakładów produkcji części niejądrowych. Poza samym blokiem, elektrownia jądrowa wymaga również wykonania standardowych robót budowlanych, w których polskie przedsiębiorstwa mają przecież doświadczenie. W przypadku SMR znaczenie będzie miała optymalizacja kosztów, związanych z każdym elementem przedsięwzięcia.

Kraje, które podpisały listy intencyjne z dostawcami technologii SMR, oprócz badania potencjału budowy reaktora, będą również badać możliwość przeniesienia na swoje terytorium części produkcji, przez co mogłyby stać się regionalnym (kontynentalnym) dostawcą towarów i usług związanych z inwestycją w elektrownie jądrowe. Tym tropem mogłaby pójść również Polska, zapewniając przez to potencjał rozwoju nowych usług w perspektywie 10-15 lat. Wymaga to jednak zdecydowanych działań, gdyż kraje takie jak Ukraina, Estonia, Litwa czy Czechy, stanowią dla nas pod tym względem bardzo silną konkurencję.

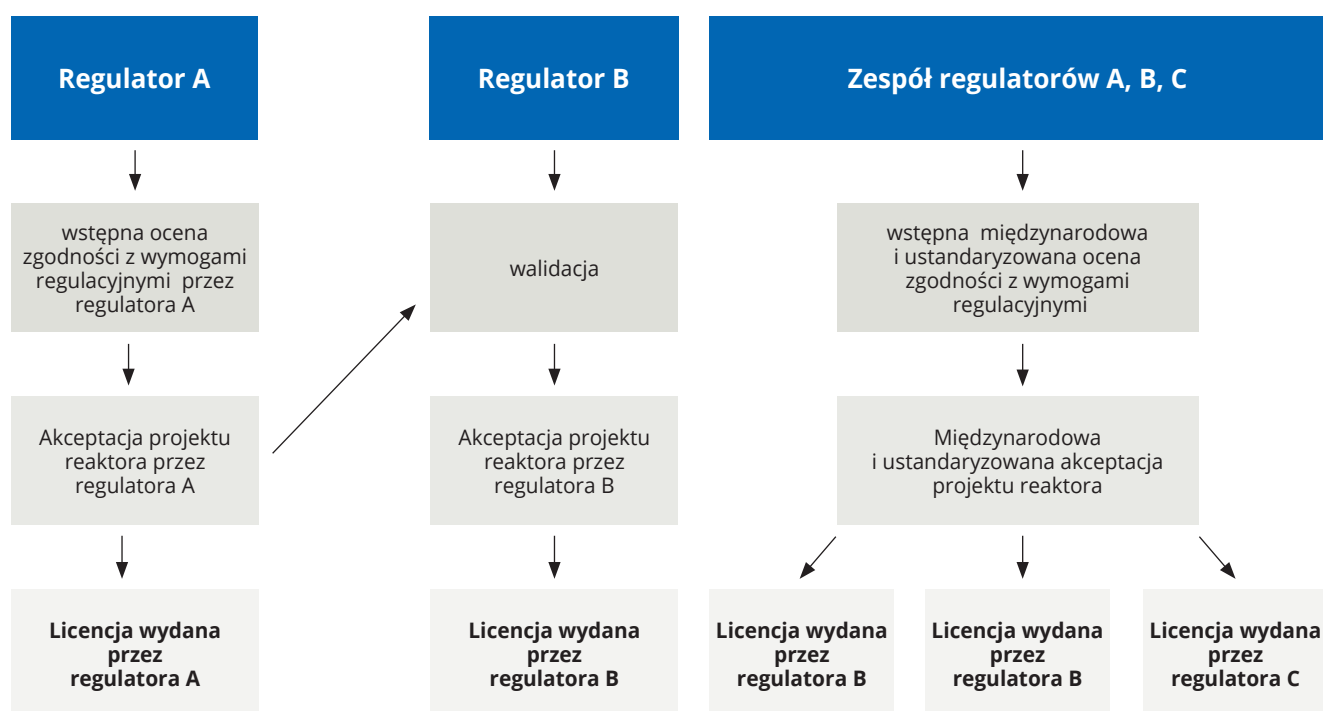
5.4. BARIERY WPROWADZENIA TECHNOLOGII SMR

Pomimo, że rozwiązania SMR dopiero zaczynają funkcjonować w świadomości rządów państw, już teraz można zidentyfikować wyzwania, jakim sprostać musi ta technologia na drodze do wdrożenia. Bariery te mogą w znacznym stopniu opóźnić lub w wybranych krajach całkowicie wstrzymać projekty SMR:

- modułowa konstrukcja reaktora stanowi złożone wyzwanie logistyczne - budowa i prefabrykacja modułów, a następnie transport na duże odległości. Transport barkami jest preferowaną trasą dla dużych modułów. W przypadku mniejszych modułów rozwiązaniem może być transport kolejowy. Największe ograniczenia dotyczą transportu drogowego (ok. 22 tony),
- modularyzacja przy budowie elektrowni jądrowej wymaga również użycia dźwigów o dużym udźwigu (200- 750 ton), które są stosunkowo drogim sprzętem,
- modularyzacja może wymagać utworzenia lub rozbudowy istniejących zakładów produkcyjnych w celu dostosowania do wielkości modułu lub rynków zbytu,
- budowa elektrowni w oparciu o moduły wymaga dużo wcześniejszego i szczegółowego przygotowania,
- większe moduły mogą wymagać zaprojektowania i produkcji wielu submodułów, które można złożyć na miejscu realizacji inwestycji,
- konieczność zapewnienia powtarzalności modułów systemowych i modułów strukturalnych dla wielu jednostek w tym samym miejscu i/lub tego samego projektu w różnych miejscach,

- konieczność dostosowania regulacji do specyfiki reaktorów SMR. Obecnie powstają dopiero wytyczne na temat, jak będzie wyglądał właściwy proces licencjonowania reaktorów SMR (w USA, w Kanadzie). W większości krajów regulacje dedykowane są głównie dla LWR do produkcji energii elektrycznej i dla generacji III lub III+. Podobnie jest w Polsce. Ponadto, każdy kraj ma własne wymagania, które należy spełnić przy akceptacji technologii i licencjonowania elektrowni - stąd konieczność powtórzenia oceny niezależnie od uzyskanej wcześniej akceptacji projektu reaktora w innym kraju. Obecnie poczynione są przedsięwzięcia na rzecz międzynarodowego systemu licencjonowania wielkoskalowych reaktorów jądrowych. Inicjatywy takie jak Multinational Design Evaluation Programme (MDEP), World Nuclear Association's CORDEL (Cooperation in Reactor Design Evaluation and Licensing) oraz European Nuclear Energy Forum (ENEF) będą również punktem wyjścia dla projektów SMR, przyczyniając się do obniżenia ryzyka inwestycyjnego, a także wprowadzając zharmonizowane i globalne standardy bezpieczeństwa.
- W dotychczasowych regulacjach nie przewidziano możliwości dostarczania ciepła na potrzeby sieciowe lub przemysłowe. Reinterpretacji należy poddać niektóre zapisy dotyczące bezpieczeństwa, np. zewnętrznego, awaryjnego źródła zasilania w celu podtrzymania działania systemów chłodzenia reaktora.

PORÓWNANIE KLASYCZNEGO LICENCJONOWANIA I MIĘDZYNARODOWEGO SYSTEMU LICENCJONOWANIA ELEKTROWNI JĄDROWYCH



5.5. DOTYCHCZASOWE PRZEDSIĘWZIĘCIA W POLSCE - PROJEKTY I STOWARZYSZENIA

Polska niezależnie od skali rozwoju energetyki jądrowej potrzebuje potężnego zaplecza B+R. Obecnie główne ośrodki wykazujące powiązanie z energetyką jądrową to:

- **Narodowe Centrum Badań Jądrowych**, które w głównej mierze zajmuje się badaniami podstawowymi z dziedziny fizyki subatomowej, stosowaniem metod fizyki jądrowej i rozwijaniem technologii jądrowych (analizami w wybranym zakresie),
- **Instytut Chemii i Techniki Jądrowej**, który prowadzi badania w dyscyplinach naukowych takich jak: chemia radiacyjna, radiochemia i radiobiologia,
- **Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej**, które prowadzi działalność nastawioną na ochronę przed skutkami promieniowania jonizującego społeczeństwa i osób narażonych na nie zawodowo,
- **Politechnika Warszawska, Akademia Górniczo-Hutnicza, Politechnika Gdańska, Politechnika Wrocławska, Politechnika Poznańska i Politechnika Śląska**, które oferują kształcenie w kierunku energetyka, ze specjalnością energetyka jądrowa, a także prowadzą badania w tym zakresie.

O stanie zaplecza jądrowego w Polsce najdobitniej świadczy fakt, że żadna ze wskazanych instytucji nie została uznana przez IAEA za Technical Support Organization w dziedzinie energetyki jądrowej. TSO są odpowiedzialne za kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego kwestie, zachowując niezależność od operatorów elektrowni jądrowych. Powinny mieć zapewnione stabilne finansowanie i same zapewniać wsparcie dla implementacji technologii jądrowych w różnych obszarach, w tym w konkretnych badaniach, usługach inżynierskich, opracowywaniu ulepszeń technicznych, porad prawnych, analiz i testów.

Do tej pory zrealizowano kilka projektów, które częściowo identyfikowały możliwości i bariery wdrożenia technologii SMR w Polsce. Część z tych przedsięwzięć jest projektami międzynarodowymi, w których partycypuje Polska. W ramach strategicznego projektu badawczego: „Technologie wspomagające rozwój bezpiecznej energetyki jądrowej” dokonywane są m.in. badania dotyczące:

1. rozwoju wysokotemperaturowych reaktorów do zastosowań przemysłowych,
2. podstaw zabezpieczenia potrzeb paliwowych polskiej energetyki jądrowej (lider sieci naukowej – Uniwersytet Warszawski),
3. rozwoju technik i technologii wspomagających gospodarkę wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi,
4. możliwości i kryteriów udziału polskiego przemysłu w rozwoju energetyki jądrowej,
5. rozwoju metod zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej dla bieżących i przyszłych potrzeb energetyki jądrowej,
6. opracowania metody i wykonania przykładowej analizy systemowej pracy bloku jądrowego z reaktorem wodnym przy częściowym skojarzeniu

Inne przedsięwzięcia to:

- **NC2I-R** (*Nuclear Cogeneration Industrial Initiative – Research*), którego celem było zbadanie możliwości wykorzystania reaktorów jądrowych do kogeneracji,
- **BRILLIANT** (*Baltic Region Initiative For Long Lasting Innovative Nuclear Technologies*), które ma identyfikować bariery we wdrażaniu energetyki jądrowej na Litwie, w Estonii, Łotwie oraz Polsce,
- **VINCO** (*Visegrad Initiative for Nuclear Cooperation*), którego celem było umocnienie współpracy w ramach energetyki jądrowej w Polsce, Słowacji, Czechach i na Węgrzech,
- **NARSIS** (*New Approach to Reactor Safety Improvements*) - projekt związany z procedurami probabilistycznej oceny bezpieczeństwa (PSA - Probabilistic Safety Assessment) obiektów jądrowych,
- Międzynarodowe przedsięwzięcie **Gemini+**, którego celem jest dostarczenie projektu koncepcyjnego wysokotemperaturowego systemu kogeneracji jądrowej, który dostarcza parę technologiczną do przemysłu, ramy licencyjne dla tego systemu oraz biznesplan dla pełnej demonstracji technologii.

Prace te nie identyfikowały dogłębnie potencjału implementacji SMR w Polsce. Istnieje jednak ciągle miejsce na zaangażowanie w prace nad SMR. Obecnie wytworzone patenty nie obejmują wszystkich rozwiązań ostatecznie stosowanych.

5.6. WNIOSKI

Technologia SMR nie będzie stanowić konkurencji i nie powinna opóźniać Programu Jądrowego w Polsce. Z uwagi na poziom gotowości technologicznej, najszybciej mogłyby zostać wdrożone w Polsce SMR oparte o technologię LWR. Po 2030 r., w warunkach Polski mogłyby być uzupełnieniem dla OZE w podobny sposób, jak robią to dziś bloki źródeł gazowych, stanowiąc alternatywne źródło ciepła dla lokalnych rynków ciepła, a także mieć zastosowanie w przemyśle.

Wśród korzyści dodanych można wymienić udział Polski w łańcuchu dostaw w branży energetyki jądrowej. Jednak by wziąć udział w tym rynku, który będzie rozwijał się w szybkim tempie po 2025-2030 roku, współpracę międzynarodową w tym zakresie trzeba podjąć już teraz.

Istnieje pewien potencjał w Polsce dla zaangażowania w prace B+R nad SMR. Dla powstających technologii, ilość wytworzonej do tej pory własności intelektualnej (IP) stanowi niewielki ułamek ostatecznej ilości IP, jaka będzie potrzebna do realizacji przedsięwzięcia SMR. Zaangażowanie się już teraz w prace badawcze i rozwojowe, wspieranie jednego lub kilku dostawców SMR, może przynieść w przyszłości ogromne profity.

W przedmiocie kluczowych do pokonania barier niezbędne jest dostosowanie regulacji prawnych do specyfiki inwestycji SMR, szczególnie dla technologii opartych o LWR, współpracując z kanadyjskim lub amerykańskim dozorem jądrowym. Obecnie poczynione są przedsięwzięcia na rzecz międzynarodowego systemu licencjonowania wielkoskalowych reaktorów jądrowych. Inicjatywy takie jak Multinational Design Evaluation Programme (MDEP), World Nuclear Association's CORDEL (Cooperation in Reactor Design Evaluation and Licensing) oraz European Nuclear Energy Forum (ENEF) będą również punktem wyjścia dla projektów SMR, dlatego Polska musi koniecznie aktywnie zacząć uczestniczyć w tych platformach wiedzy.

Dodatkowo, niezbędne będzie uzyskanie akceptacji społeczeństwa na wykorzystanie SMR do celów ciepłowniczych.

6

PROPOZYCJA DZIAŁAŃ W CELU WPROWADZENIA REAKTORÓW SMR DLA POLSKI

Poniżej znajduje się koncepcyjny harmonogram wprowadzenia technologii SMR w Polsce. Pokazuje on z jednej strony optymistyczną ścieżkę, przy zachowaniu wsparcia rządu dla implementacji SMR opartej o najbardziej zaawansowane projekty technologii LWR, a z drugiej strony unaocznia kluczowe i długofalowe procesy. Tylko całkowita mobilizacja rządu polskiego i wsparcia technologii SMR będzie skutkowałą eksploatacją pierwszego zakładu na początku lat 30-tych XXI wieku.

HARMONOGRAM WDROŻENIA SMR W POLSCE

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Nawiązanie współpracy z innymi Dozorami Jądrowymi	■											
Wymiana doświadczeń z innymi Dozorami Jądrowymi		■	■	■	■	■	■	■	■			
Zmiany w Ustawie prawo atomowe i dokumentach powiązanych		■	■	■	■							
Nawiązanie współpracy i przygotowanie studium Wykonalności	■	■	■	■								
Wybór technologii SMR*					■	■						
Licencjonowanie elektrowni z reaktorem SMR*							■	■	■			
Budowa elektrowni opartej o SMR*										■	■	■
Organizacja zaplecza logistycznego, usprawnienie łańcucha dostaw**		■	■	■	■	■	■	■				

* Zależy od dostępności projektów na rynku komercyjnym

** Zależy od wariantu zaangażowania i chęci rozwoju hubu SMR w Polsce

6.1. ZDECYDOWANE „ZIELONE ŚWIATŁO” DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ

Konieczne są zdecydowane działania dla rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Wybór lokalizacji, czy też ustalenie sposobu finansowania dla elektrowni jądrowej, a także ustalenie wspólnej wizji działania i konsekwentne realizowanie programu PEP2040 stanowią gwarant stabilności, niezbędnej do zapewnienia implementacji technologii energetyki jądrowej w postaci SMR w Polsce.

Pozytywnym sygnałem dla dostawców SMR jest próba dostosowania regulacji prawnych do implementacji tych technologii.

Wsparcie oraz aprobatą przez stronę rządową inicjatyw inwestycyjnych sektora prywatnego w technologii SMR jest istotna z punktu widzenia długoterminowego rozwoju całej gospodarki krajowej. Budowa demonstracyjnego zakładu, a także rozwoju zaplecza logistycznego może być zrealizowany tylko dzięki zaangażowaniu strony rządowej we współpracę i mediacje z dostawcami technologii SMR. Utworzenie w Polsce europejskiego centrum produkcyjnego, chociaż części komponentów, spowoduje rozwój gospodarczy i podtrzymanie nowej gałęzi na co najmniej kilka dekad. Wyścig już się zaczął - Estonia, Czechy, Litwa i Ukraina podpisały memoranda w zakresie studiów wykonalności dla samej elektrowni oraz zakładów produkcyjnych.

Nie jest jeszcze za późno - Polska ciągle może uczestniczyć w tworzącym się rynku SMR, zarówno w roli odbiorcy, czy z poziomu uczestnictwa w łańcuchu dostaw. Wymaga to jednak zdecydowanych i natychmiastowych działań.

6.2. ZDECYDOWANE ZAANGAŻOWANIE POLSKI W INICJATYWACH NA SZCZEBLU MIĘDZYNARODOWYM

Konieczne jest włączenie się Polski w łańcuch dostaw już teraz. Wzorem państw sąsiadujących, możemy nawiązać porozumienia z jednym lub kilkoma dostawcami technologii SMR, w celu wstępnej oceny potencjału jej implementacji. Wnioski z takich analiz mogą być kluczowe dla wyboru potencjalnego zakładu lub zakładów prefabrykacji komponentów w Europie.

Na szczeblu międzynarodowym konieczne jest nawiązanie współpracy z innymi dozarami jądrowymi, które rozpoczęły, lub wkrótce rozpoczną, proces pre-licencjonowania lub właściwego licencjonowania różnych technologii SMR.

Na szczeblu europejskim konieczna jest wspólna kampania, np. z krajami takimi jak Węgry, w celu uznania energetyki jądrowej za inwestycję wpisującą się w unijną politykę zielonej gospodarki i zrównoważonego rozwoju.

6.3. POTENCJALNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA PROJEKTÓW SMR

Wykreowanie stabilnego otoczenia regulacyjno-politycznego dla energetyki jądrowej, wskutek znaczącego obniżenia ryzyka inwestycyjnego, będzie gwarantem szerokiego zainteresowania SMR ze strony sektora prywatnego.

Wysokość zadłużenia w ramach inwestycji SMR jest dużo mniejsza, niż dla megaprojektów, co ma znaczący wpływ na obniżenie kosztów finansowania.

Dostępne obecnie, a łatwe do wyobrażenia w przyszłości instrumenty, takie jak np. rynek mocy, mogą w pozytywny sposób wpływać na rentowność projektów elektrowni SMR. Ważne jest, aby decyzje o ewentualnych kierunkach kształtowania tego typu instrumentów zapadały odpowiednio wcześniej.

Zabiegi ze strony Polski w celu wpisania energetyki jądrowej na listę zielonych technologii, może utworować drogę do takich źródeł finansowania, jak: Fundusz Modernizacyjny, Fundusz Innowacji lub innych podobnych, powołanych w przyszłości lub umożliwić skorzystanie ze środków takich instytucji finansowych jak Europejski Bank Inwestycyjny.

6.4. DEDYKOWANE PROGRAMY WSPARCIA DLA PROJEKTÓW B+R I PRZEDSIĘWZIĘĆ WPROWADZAJĄCYCH SMR W POLSCĘ

Istnieje spory potencjał w Polsce dla zaangażowania w prace B+R nad SMR. Docelowo, może to wykreować nowe gałęzie gospodarki. Zdecydowana większość projektów jest jeszcze na etapie wstępnym lub kształtowania idei lub wstępnego projektu, dlatego dostęp do nich mógłby być stosunkowo łatwy. Wymaga to jednak przeznaczenia środków na rozwój zaplecza energetyki jądrowej, w stopniu wyższym niż jest to obecnie praktykowane.

Badania i prace wspierające umacnianie więzi między ośrodkami naukowymi, a dostawcą technologii oraz odbiorcą przemysłowym powinny być wspierane ze środków krajowych lub europejskich, zapewniając stałe źródło finansowania.

7

BIBLIOGRAFIA

Nr.	autor	tytuł	data wydania	wydawca	dostęp
1	Shant Krikorian,	Nuclear and Renewables: Playing Complementary Roles in Hybrid Energy Systems	2019-09-18	IAEA - NEWS	https://www.iaea.org/newscenter/news/nuclear-and-renewables-playing-complementary-roles-in-hybrid-energy-systems
2	IAEA	Small modular reactors			https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors
3	Nuclear Threat Initiative	AKADEMIK LOMONOSOV	2019-09-24	NTI-news	https://www.nti.org/learn/facilities/942/
4	Rosenergoatom	LOADING NUCLEAR POWER PLANT (FNPP) "AKADEMIK LOMONOSOV"	nn	Rosenergoatom	https://www.rosenergoatom.ru/en/npp/fnpp/
5		Akademik Lomonosov Floating Nuclear Power Plant	2019-04-09		https://www.nenergybusiness.com/projects/akademik-lomonosov-floating-npp/
6	Petrinin, V.V., Fadeev, Y.P., Pakhomov, A.N. et al.	Conceptual Design of Small NPP with RITM-200 Reactor	2019-04-09		https://doi.org/10.1007/s10512-019-00495-4
7		Argentine nuclear reactor due to start up in 2020	2017-04-17		https://www.bnamerica.com/en/news/electricpower/argentine-nuclear-reactor-due-to-start-up-in-2020/
8	Y.C. Yu	Boosting the HTGR Or Chinese Manufacturing?	2016-01-01	Nuclear Intelligence Weekly.	
9	Brian Wang	China small modular pebble beds will be \$400 million for 200 MW and \$1.2 billion for 600 MW	2017-08-15		https://www.nextbigfuture.com/2017/08/china-small-modular-pebble-beds-will-be-400-million-for-200-mw-and-1-2-billion-for-600-mw.html
10		First marine nuclear reactor will be ready by 2020	2017-11-27		http://english.scio.gov.cn/chinaprojects/2017-11/29/content_50075999.htm
11		Kolejny kraj po Rosji chce mieć pływający reaktor jądrowy	2018-04-08		https://www.gospodarkamorska.pl/Porty,Transport/kolejny-kraj-po-rosji-chce-miec-plywajacy-reaktor-jadrowy.html
12		Big milestone for a small reactor: NRC completes next phases of NuScale review	2019-07-23		https://www.utilitydive.com/news/big-milestone-for-a-small-reactor-nrc-completes-next-phases-of-nuscale-rev/559295/
13		Doosan, NuScale sign agreements for SMR cooperation	2019-07-23		https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Doosan,-NuScale-sign-agreements-for-SMR-cooperatio
14		NuScale targets SMR staff costs below nuclear industry average	2018-05-02		https://analysis.nuclearenergyinsider.com/nuscale-targets-smr-staff-costs-below-nuclear-industry-average
15		Main Page Nuscale	nn		https://www.nuscalepower.com/
16		Main Page SMR-160	nn		https://holtecinternational.com/products-and-services/smr/
17		Status of New Nuclear Power Plant Construction	2019-09-03		https://www.nextbigfuture.com/2019/09/status-of-new-nuclear-power-plant-construction.html
18		GE Main Page	nn		https://nuclear.gpower.com/
19		Canadian Nuclear Safety Commission	nn		http://nuclearsafety.gc.ca/eng/nuclear-substances/licensing-nuclear-substances-and-radiation-devices/licensing-process/index.cfm
20		Reactor developers propose a manufacturing hub — and a small nuclear plant	2019-03-21		https://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/lepreau-nuclear-energy-climate-change-spent-fuel-1.5063225
21	A.P.GlebovA.V.KlushinYu. D.Baranaev	Prospects of VVER-SKD reactor in a closed fuel cycle	2015-09-01		https://doi.org/10.1016/j.nucet.2015.11.013
22		Canadian pre-licensing review starts for BWRX-300	2019-05-22		http://world-nuclear-news.org/Articles/Canadian-pre-licensing-review-starts-for-BWRX-300
23		W Estonii mogą powstać małe reaktory modułowe	2019-10-07		https://biznesalert.pl/ge-hitachi-bwrx-300-smr-atom-estonia/
24		GE Hitachi and PRISM Selected for U.S. Department of Energy's Versatile Test Reactor Program	2018-11-13		https://www.genewsroom.com/press-releases/ge-hitachi-and-prism-selected-us-department-energy-versatile-test-reactor-program
25		Prism project: A proposal for the UK's problem plutonium	2013-05-13		https://www.theengineer.co.uk/prism-project-a-proposal-for-the-uks-problem-plutonium/
26		ARC-100 main page	nn		https://www.arcnuclear.com/arc-100-reactor
27		ARC Canada completes early regulator phase for SMR nuclear design	2019-10-02		https://www.power-eng.com/2019/10/02/arc-canada-clears-early-hurdle-for-small-modular-nuclear-reactor-design/#gref
28		Coupling Integral Molten Salt Reactor Technology with Hybrid Nuclear/Renewable Energy Systems	2017-09-10		https://www.power-eng.com/2017/09/10/coupling-integral-molten-salt-reactor-technology-with-hybrid-nuclear-renewable-energy-systems/#gref
29		Siting study completed Terrestrial Energy IMSR	2019-02-28		https://www.neimagazine.com/news/newssiting-study-completed-terrestrial-energy-imsr-7013813
30		IMSR	nn		https://www.terrestrialenergy.com/

31		SMR	nn		https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx
32		Economic NPP	nn		https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx
33	Lina Escobar Rangel and Michel Berthélemy	Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress	2014-03-01	NEA - International WPNE Workshop	materiały własne
34	Stefan Hirschberg	Overview of past work and recent advances in assessing the full costs of electricity provision	2016-01-20	OECD NEA International Workshop	materiały własne
35	Zuoyi Zhang*, Yujie Dong, Fu Li, Zhengming Zhang, Haitao Wang	The Shandong Shidao Bay 200 MWe High-Temperature Gas-Cooled Reactor Pebble-Bed Module (HTR-PM) Demonstration Power Plant: An Engineering and Technological Innovation	2016-03-31	Engineering 2 (2016) 112–118	
36	Geoffrey ROTHWELL	Defining Plant-level Costs	2016-01-20	OECD NEA International Workshop	materiały własne
37	William D'haeseleer	Synthesis on the Plant-Level Cost of Nuclear	2016-01-20	OECD NEA International Workshop	materiały własne
38	Jan Horst Keppler	ESTIMATING THE COST OF CLIMATE CHANGE USING THE OPTIMAL COST OF CONTROL METHODOLOGY	2016-01-20	OECD NEA International Workshop	materiały własne
39	H. Boado Magana, D. F. Delmastrob, M. Markiewicz	CAREM Prototype Construction and Licensing Status	2000-12-01	IAEA-CN-164-5S01	www.iaea.org
40	Vladimir ARTISIUK	Development and Cooperation with Europe: the Issue of Human Resource Development	2018-03-01	Rosatom	https://www.rosatom.ru/
41	F. Reitsma	IAEA Technology Development Support to Member States for the Near-Term Deployment of High Temperature Reactors	2018-10-08	Proceedings of HTR 2018	materiały własne
42		VBER-300 -technical review	nn		http://www.okbm.nnov.ru/
43		VBER-300 -fact sheet	nn		http://www.okbm.nnov.ru/
44	Ben Wealer, Victoria Czempinski, Christian von Hirschhausen and Sebastian Wegel	Nuclear Energy Policy in the United States: Between Rocks and Hard Places	2017-06-01	IAEE Energy Forum	materiały własne
45	BY Ben Wealer, Claudia Kemfert, Clemens Gerbaulet, and Christian von Hirschhausen	Cost Estimates and Economics of Nuclear Power Plant Newbuild: Literature Survey and Some Modeling Analysis	2019-01-01	IAEE Energy Forum	materiały własne
46	Józef Sobolewski	Projekt wdrożenia wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych w Polsce	2019-01-31	ME dla Sejm RP	materiały własne
47	Zuoyi Zhang, ZongxinWu, DazhongWang, Yuanhui Xu, Yuliang Sun, Fu Li *, Yujie Dong	Current status and technical description of Chinese 2x250MWth HTR-PM demonstration plant	2009-02-27	Nuclear Engineering and Design 239 (2009) 1212–1219	materiały własne
48	Mohammad Hadid Subki	IAEA Project on Common Technology and Issues for Small and Medium-sized Reactors	2011-08-11	IAEA School of Nuclear Energy Management	materiały własne
49	Ali Ahmad, Reem Salameh, and M.V. Ramana	LOCALIZING NUCLEAR CAPACITY? SAUDI ARABIA AND SMALL MODULAR REACTORS	2019-06-01	Issam Fares Institute for Public Policy and International Affairs	www.aub.edu.lb/ifi
50	Wealer, Ben; Bauer, Simon; Landry, Nicolas; Seif, Hannah; von Hirschhausen, Christian R.	Nuclear power reactors worldwide: Technology developments, diffusion patterns, and country-by-country analysis of implementation (1951-2017)	2018-04-01	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	materiały własne
51	Anna Kasprzak-Czelej	Determinanty inwestycji przedsiębiorstw	2013-01-01	Annales Universitatis Mariae Curie-Skłodowska. Sectio H, Oeconomia 47/2, 85-92	materiały własne
52	Jolanta BJAŃSKA, Krzysztof WODARSKI	RYZYKO W DECYZYJACH INWESTYCYJNYCH PRZEDSIĘBIORSTW	2014-01-01	ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ nr 1909	materiały własne
53	CNNC	Progress of SMR ACP100 Series	2014-09-25	UK in SMR	materiały własne
54	Christopher P. Pannier, Radek Skoda	Comparison of Small Modular Reactor and Large Nuclear Reactor Fuel Cost	2014-02-20	Energy and Power Engineering, 2014, 6, 82-94	materiały własne

55	ME	MAŁE REAKTORY MODUŁOWE – ALTERNATYWA DLA DUŻYCH OBIEKTÓW JĄDROWYCH CZY ICH UZUPEŁNIENIE?	2017-05-01	ME	http://www.me.gov.pl/Energetyka+jadrowa
56		The Full Costs of Electricity Provision Executive Summary	2018-01-01	NEA OECD p. No. 7298	oe.cd/2fy
57		Deployment Indicators for Small Modular Reactors Methodology, Analysis of Key Factors and Case Studies	2018-01-01	IAEA-TECDOC-1854	materiały własne
58	China General Nuclear Power Corporation (CGN) China Nuclear Power Technology Research Institute (CNPRI)	Design, Applications and Siting Requirements of CGN ACPR50(S)	2017-10-01	IAEA workshop	materiały własne
59	Nicolas Boccard	The Cost of Nuclear Electricity: France after Fukushima	2013-09-01		https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.037
60	Author links open overlay panelGeoffrey A.BlackaFatihAydoğanB Cassandra L.KoernerC	Economic viability of light water small modular nuclear reactors: General methodology and vendor data	2017-09-23		https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.041
61		SMR ROADMAP	2018-01-01	ECONOMIC AND FINANCE WORKING GROUP	https://smrroadmap.ca/
62		The Economics of Nuclear Power	2008-11-01	World Nuclear Association - Information Paper	materiały własne
63	Robert Rosner and Stephen Goldberg	Small Modular Reactors – Key to Future Nuclear Power Generation in the U.S.	2011-11-01	Energy Policy Institute at Chicago The Harris School of Public Policy Studies	materiały własne
64	Konsta Värri 1,2,* and Sanna Syri	The Possible Role of Modular Nuclear Reactors in District Heating: Case Helsinki Region	nn	Energies 2019, 12, 2195;	doi:10.3390/en12112195
65	EY	Small modular reactors Can building nuclear power become more cost-effective?	2016-03-01		https://www.ey.com/en_gl
66	Geoffrey Rothwell	ESTIMATING COSTS OF GEN IV SYSTEMS	2017-10-25	NEA OECD workshop	materiały własne
67	Jessica R.Lovering a,n, ArthurYip a,b, TedNordhaus a	Historicalconstructioncostsofglobalnuclearpowerreactors	2016-01-13	Energy Policy91(2016)371–382	materiały własne
68	Grzegorz Wrochna	HTGR for heat market Plans in Poland	2019-02-28	NCBJ prezentacja	https://www.ncbj.gov.pl/sites/default/files/htgr_in_poland.pdf
69	Benito Mignacca, Ahmad Hasan Alawneh, Dr Giorgio Locatelli	TRANSPORTATION OF SMALL MODULAR REACTOR MODULES: WHAT DO THE EXPERTS SAY?	2019-05-19	ICONE27-1235	https://www.researchgate.net/publication/330823799
70	Ignacio de Arenaza	CAREM25 CURRENT STATUS	2019-07-02	17th INPRO Dialogue ForumonOpportunitiesand Challengesin Small Modular Reactors	materiały własne
71	Jay Surina	NuScale Plant Market Competitiveness & Financeability	2015-08-15	NuScale Exposition	materiały własne
72	K.Samul, A.Strupczewski, G.Wrochna	Małe Reaktory Modułowe SMR	2013-03-18		https://www.ncbj.gov.pl
73	Thomas Hicks, Matthew Warner, Gary Miller, Jonathan Li	Modernization of Technical Requirements for Licensing of Advanced Non-Light Water Reactors PRISM Sodium Fast Reactor Licensing Modernization Project Demonstration	2018-12-01	U.S. Department of Energy (DOE); Document Number SC-29980-201	materiały własne
74	Raport Zespołu ds. analizy i przygotowania warunków do wdrożenia wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych	Możliwości wdrożenia wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych w Polsce	2017-09-01	ME	www.me.gov.pl
75	Ashot A. Sarkisov1, Sergey V. Antipov1, Dmitry O. Smolentsev1, Vyacheslav P. Bilashenko1, Mikhail N. Kobrinsky1, Vladimir A. Sotnikov1, Pavel A. Shvedov	Safe development of nuclear power technologies in the Arctic: prospects and approaches	2018-12-13		DOI 10.3897/nucet.4.31870

76	Anna Przybyszewska	Analiza możliwości zastosowania reaktorów jądrowych IV – ej generacji do produkcji nośników energii	2011-10-01	AGH - WEIP	praca magisterska
77	NCG	Prospects for Small Modular Reactors in the UK & Worldwide	2019-07-01		https://www.nuclearconsult.com/
78	Anna Przybyszewska	Reaktory jądrowe na okrętach podwodnych	2014-02-05		https://www.energiajadrowa.pl/reaktory-jadrowe-na-okretach-podwodnych/
79	Anna Przybyszewska	Nieelektryczne wykorzystanie reaktorów jądrowych	2014-01-15		https://www.energiajadrowa.pl/nieelektryczne-wykorzystanie-reaktorow-jadrowych/
80	Anna Przybyszewska	Za około 100 lat wyczerpią się zasoby uranu i co potem?	2014-03-13		https://www.energiajadrowa.pl/za-okolo-100-lat-wyczerpia-sie-zasoby-uranu-i-co-potem/
81	Maciej Gurbala	Przemysł high-tech a poziom rozwoju społeczno-gospodarczego krajów	2010-01-01	Prace Komisji Geografii i Przemysłu nr 16	materiały własne
82	Katarzyna Kiegiel, Grażyna Zakrzewska-Kołtuniewicz	ZASOBY URANU W POLSCE – MOŻLIWOŚCI POZYSKIWANIA URANU ZE ŹRÓDEŁ NIEKONWENCJONALNYCH	m	PTJ VOL. 61 Z. 2 2018	materiały własne
83		RITM-200 -fact sheet	nn		http://www.okbm.nnov.ru/
84		RosatomSMR Approach for Brazil: Onshore and Offshore solution	2017-01-01	Rosatom	https://www.rosatom.ru/
85	Sara Boarin and Marco E. Ricotti	An Evaluation of SMR Economic Attractiveness	2014-08-05		https://www.researchgate.net/publication/264676658
86	Gürkan Kumbaroğlu	The Economics of Nuclear Power in the Turkish Context	2012-01-01		http://edam.org.tr/wp-content/uploads/2012/12/section3.pdf
87	Giorgio Locatelli, Benito Mignacca	Small Modular Nuclear Reactors	2019-01-01		https://www.researchgate.net/publication/330523723
88	Adrian Cho	Smaller, safer, cheaper: One company aims to reinvent the nuclear reactor and save a warming planet	2019-02-21		https://www.sciencemag.org/news/2019/02/smaller-safer-cheaper-one-company-aims-reinvent-nuclear-reactor-and-save-warming-planet
89	Matt Rooney	Small Modular Reactors The next big thing in energy?	nn	ISBN: 918-1-910812-41-9	materiały własne
90	Mark Cooper*	Small modular reactors and the future of nuclear power in the United States	2014-06-30	Energy Research & Social Science 3 (2014) 161–177	materiały własne
91		Design Safety Considerations for Water-cooled Small Modular Reactors	2016-03-01	IAEA-TECDOC-1785	materiały własne
92		Advances in Small Modular Reactor Technology Developments A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS)	2018-09-01		http://aris.iaea.org
93		Economic Impact Report Construction and Operation of a Small Modular Reactor Electric Power Generation Facility at the Idaho National Laboratory Site, Butte County, Idaho	2019-01-29	Idaho Policy Institute, Boise State University McClure Center for Public Policy Research, University of Idaho	materiały własne
94		Ph1 - Pre-project design review of Terrestrial Energy Inc. IMSR-400	2017-11-01	CNSC	
95		World Energy Investment 2018	2018-07-01	IEA	www.iea.org

8

O AUTORACH



AUTOR

ANNA PRZYBYSZEWSKA

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 reaktora 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).

Od 2010 związana z Fundacją Forum Atomowe, gdzie aktywnie współtworzy teksty o charakterze popularno-naukowym, współinicjuje projekty dedykowane dla uczniów z zakresu energetyki i fizyki (w tym flagowy projekt Atomowy Autobus), a także uczestniczy w szeroko pojętej działalności edukacyjnej w dziedzinie pokojowego wykorzystania energii atomowej.

Od wielu lat związana z energetyką w zakresie nowych technologii, transformacji energetycznej i zrównoważonego rozwoju.



WSPÓŁPRACA:

FILIP SEREDYŃSKI

filip.seredynski@sobieski.org.pl

Członek zarządu Instytutu Sobieskiego oraz Narodowej Rady Rozwoju przy Prezydencie RP w sekcji Polityka Zagraniczna, Obronność i Bezpieczeństwo. Radca prawny specjalizujący się w obsłudze prawnej przemysłu zbrojeniowego i partner zarządzający w Kancelarii SLS Seredyński, Sandurski.

Absolwent Wydziału Prawa Uniwersytetu im. A. Mickiewicza w Poznaniu oraz Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu. W latach 2007–2010 sędzia Sądu Giełdowego przy Giełdzie Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie. Od 2005 r. współpracownik Instytutu Sobieskiego. W latach 2000–2006 wykładowca Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu.

TWORZYMY IDEE DLA POLSKI



Instytut Sobieskiego

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

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

ISBN 978-83-948806-7-5



W raporcie przeanalizowano kluczowe aspekty związane z wprowadzeniem technologii małych modułowych reaktorów jądrowych (SMR – od ang. small modular reactor), w odniesieniu do wybranych koncepcji o najwyższym stopniu gotowości technologicznej. W dokumencie wskazano wyzwania przed jakimi stoją SMR i energetyka jądrowa w Polsce. Raport identyfikuje również potencjalną niszę dla tych technologii, uzasadnia synergię z OZE, a także przedstawia rekomendację działań w celu uczestnictwa w tworzącym się rynku SMR.

Raport jest współfinansowany ze środków otrzymanych z NIW-CRSO w ramach Programu PROO.



Narodowy Instytut Wolności
Centrum Rozwoju Społeczeństwa Obywatelskiego



Program Rozwoju
Organizacji
Obywatelskich
na lata 2018–2030

PROO