

Program

„Nowe technologie w zakresie energii”

Projekt aneksu do Programu

Warszawa, marzec 2024 r.

Spis treści

1.	Wstęp	3
5.	Projekt zmian do programu „Nowe technologie w zakresie energii”-NTE.....	4
2.1.	Streszczenie (Executive summary)	4
	Pkt Sposób interwencji i warunki realizacji (rozdział 5).....	4
	Pkt Harmonogram realizacji programu oraz budżet i plan finansowy (rozdziały 8 i 9)	5
2.2	Rozdział 2: Diagnoza sytuacji w obszarach nauki i gospodarki objętych programem	5
	Pkt Obszar objęty Programem.....	5
	Pkt Wyniki analiz	6
	Pkt Analiza zgodności z dokumentami strategicznymi, komplementarność i synergia, korzyści społeczne	8
2.3.	Rozdział 4: Zakres tematyczny Programu	10
	Pkt T2.1. Energetyka wiatrowa na lądzie.....	10
	Pkt T2.2 Morska energetyka wiatrowa.....	11
	Pkt T6. Energetyczne wykorzystanie ciepła geotermalnego (geotermia).....	12
2.4	Rozdział 5: Sposób interwencji i warunki realizacji projektów w ramach Programu	16
2.5.	Rozdział 6: Sposób monitorowania i oceny realizacji celów Programu.....	22
2.6.	Rozdział 8: Harmonogram realizacji Programu	25
2.7	Rozdział 9: Budżet i plan finansowy Programu oraz źródła finansowania	26
2.8.	Rozdział 10: System realizacji i zarządzanie Programem.....	28
2.9.	Załącznik nr 1 Geneza problemu i strategia innowacyjnego rozwoju technologii energetycznych	29
2.10.	Załącznik nr 2 Diagnoza problematyki ujętej w Programie wraz z propozycją rozwiązań.....	33
	Pkt. T2.1 Energetyka wiatrowa na lądzie.....	33
	Pkt. T2.2 Morska energetyka wiatrowa.....	37
	Pkt. 2.10.3. T6. Energetyczne wykorzystanie ciepła geotermalnego (geotermia).....	41

1. Wstęp

Niniejszy dokument stanowi aneks do Programu strategicznego „Nowe technologie w zakresie energii” (NTE).

Zmiany w programie obejmują:

- aktualizację harmonogramu realizacji Programu, w tym wydłużenie okresu realizacji Programu NTE do 2036;
- aktualizację zakresu tematycznego Programu poprzez wprowadzenie zmian/uzupełnień w zakresie tematów z obszarów T2 oraz T6. W tym w szczególności przeformułowanie tematów badawczych w ramach obszaru T6 (tematy T6.1, T6.2, T6.3, T6.4) oraz wskazanie nowych tematów (T6.5, T6.6, T6.7);
- uzupełniono obszar T2 o dodatkowy temat badawczy (T2.2.2) (na wniosek zgłoszonych uwag przez MNISW
- aktualizację i uzupełnienie części 2. Diagnoza sytuacji w obszarach nauki i gospodarki objętych programem w odniesieniu do obszarów T2 i T6;
- zmianę sposobu interwencji i warunków realizacji w obszarach T2 i T6 w tym zmniejszenie ilości faz na jakie podzielona jest realizacja projektów w tych obszarach (realizacja projektów w obszarach T2 i T6 podzielona będzie na 2 fazy):
- aktualizację zbioru dokumentów strategicznych, dokumentów odniesienia (w tym aktów prawnych i procedur NCBR) i danych źródłowych, do których odnosi się opis Programu.

Podstawą prac nad przygotowaniem projektu zmian do programu są:

1. art. 15 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2010 r. o Narodowym Centrum Badań i Rozwoju (tekst jedn. Dz.U. z 2022 r. poz. 2279),
2. propozycja Komitetu Sterującego strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Nowe technologie w zakresie energii” zgłoszona na posiedzeniu Komitetu z dnia 21 grudnia 2022 r., w sprawie ogłoszenia dodatkowego konkursu obejmującego swoją tematyką obszary T2 oraz T6 z uwagi na brak zgłoszonych wniosków w tych obszarach w dotychczas ogłoszonych konkursach. Ponadto zgłoszono potrzebę bardziej syntetycznego ujęcia obszaru tematycznego T6 programu oraz aktualizacji ram czasowych realizacji i monitoringu programu,
3. uchwała Rady NCBR nr 17/2023 z dnia 28 czerwca 2023r. w sprawie wprowadzenia zmian do strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt. „Nowe technologie w zakresie energii
4. uchwała Nr 46/2023 Rady Narodowego Centrum Badań i Rozwoju z dnia 19 października 2023 r. w sprawie zaopiniowania uruchomienia procesu wprowadzenia zmian do Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Nowe technologie w zakresie energii” (NTE) wraz ze wskazaniem właściwej ścieżki postępowania oraz wyznaczeniem Redaktora zmian.

Sposób przeprowadzenia zmian jest zgodny z procedurą PP_1.5.3-1 Wprowadzanie zmian do strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych.

Przedstawiony projekt zmian do programu „Nowe technologie w zakresie energii”-NTE ma postać projektu aneksu do programu, ponieważ proponowane zmiany dotyczą m.in. harmonogramu oraz zakresu tematycznego programu.

5. Projekt zmian do programu „Nowe technologie w zakresie energii”-NTE

2.1. Streszczenie (Executive summary)

Pkt Sposób interwencji i warunki realizacji (rozdział 5) otrzymuje następujące brzmienie:

Program jest realizowany na zasadach określonych w ustawie o NCBR i w towarzyszących aktach wykonawczych. Realizacja Programu polega na finansowaniu projektów i zarządzaniu nimi w sposób zapewniający osiągnięcie celów oraz zgodność z harmonogramem i planem finansowym. Konkursy są ogłaszane przez Dyrektora Centrum zgodnie z art. 36 ust. 1 ustawy o NCBR i realizowane zgodnie z obowiązującym w NCBR systemem zarządzania programami strategicznymi.

Projekty będą wybierane w konkursach otwartych czyli tematycznych. Realizacja projektów jest podzielona na fazy, których efektem ma być osiągnięcie konkretnego rezultatu (kamienia milowego) warunkujące możliwość ubiegania się o przekazanie dofinansowania kolejnej fazy.

W przypadku obszarów T1, T3, T4, T5:

Przewidywane rezultaty poszczególnych faz:

- Faza I – opracowane studium wykonalności techniczno-ekonomiczne wskazujące na zasadność realizacji propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 9 miesięcy,
- Faza II – osiągnięcie 6 poziomu gotowości technologicznej (TRL 6) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie; czas realizacji do 2 lat,
- Faza III – osiągnięcie co najmniej 8 poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 3 lat.

Podział na fazy służy etapowej weryfikacji osiągniętych rezultatów. Wsparcie finansowe w kolejnych etapach jest udzielane tylko tym projektom, które otrzymają pozytywną rekomendację podczas oceny rezultatu danej fazy, tzn. wykazują wysokie prawdopodobieństwo skutecznej komercjalizacji przy osiągnięciu zakładanych parametrów technologicznych rozwiązania.

Dopuszcza się możliwość wyboru kilku projektów, których celem będzie opracowanie alternatywnych rozwiązań tego samego problemu. Taki mechanizm zakłada konkurowanie proponowanych rozwiązań nie tylko na etapie wyboru projektów, ale również ich realizacji.

W przypadku obszarów T2, T6.:

Przewidywane rezultaty poszczególnych faz:

- Faza I – Prototypowanie układu demonstracyjnego. Obejmuje opracowane studium wykonalności techniczno-ekonomicznego wskazującego na zasadność realizacji propozycji w skali demonstracyjnej będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, a także model cyfrowy, obliczeniowy lub fizyczny (laboratoryjny) demonstratora, czas realizacji do 24 miesięcy,
- Faza II – Demonstracja nowej technologii w warunkach operacyjnych. Obejmuje osiągnięcie co najmniej 8 poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 3 lat.

Podział na fazy służy etapowej weryfikacji osiągniętych rezultatów. Wsparcie finansowe w drugim etapie jest udzielane tylko tym projektom, które otrzymają pozytywną rekomendację podczas oceny rezultatu pierwszej fazy.

Pkt Harmonogram realizacji programu oraz budżet i plan finansowy (rozdziały 8 i 9) otrzymuje następujące brzmienie:

Program ustanawiany jest na okres 2020 – 2036 z możliwością wydłużenia lub skrócenia czasu trwania Programu. Szczegółowy harmonogram realizacji Programu proponuje Komitet Sterujący mając na względzie dostępny budżet NCBR na rok bieżący oraz kolejne lata realizacji Programu.

Na budżet Programu w zakresie objętym niniejszym aneksem składają się:

- środki NCBR na realizację Programu wynoszące 800 mln PLN i pochodzące z dotacji celowej na realizację strategicznych programów badań naukowych i prac rozwojowych, o której mowa w art. 46 ust. 1 pkt 1 ustawy o NCBR;
- środki pozabudżetowe – środki przedsiębiorców i innych instytucji działających w obszarze Programu.

W związku z możliwością wydłużenia/skrócenia czasu trwania Programu przewiduje się możliwość zmiany wysokości budżetu w trakcie jego realizacji.

W przypadku obszarów T1, T3, T4, T5:

Maksymalna wartość dofinansowania pojedynczego projektu w kolejnych fazach wynosi:

- w Fazie I – 100 tys. PLN,
- w Fazie II – 20 mln PLN,
- w Fazie III – 100 mln PLN.

W przypadku obszarów T2., T6.:

Maksymalna wartość dofinansowania pojedynczego projektu w kolejnych fazach wynosi:

- w Fazie I – do 25 mln PLN¹,
- w Fazie II – do 100 mln PLN².

Koszty zarządzania Programem, w tym koszty wynagrodzeń pracowników NCBR zaangażowanych we wdrażanie Programu, koszty oceny wniosków o dofinansowanie wykonywanych przez niezależnych ekspertów oraz koszty związane z działalnością Komitetu Sterującego Programu, będą pochodziły z dotacji podmiotowej na pokrycie bieżących kosztów zarządzania zadaniami realizowanymi przez NCBR, o których mowa w art. 46 ust. 1 pkt 2 ustawy o NCBR. Zakłada się, że koszty zarządzania Programem nie przekroczą 5% budżetu NCBR przeznaczonego na finansowanie projektów w ramach Programu.

2.2 Rozdział 2: Diagnoza sytuacji w obszarach nauki i gospodarki objętych programem

Pkt *Obszar objęty Programem* otrzymuje następujące brzmienie:

Dbając o wysoką jakość i użyteczność rozwiązań jakie mają powstać w ramach Programu realizacja projektów została podzielona na fazy, których efektem ma być osiągnięcie konkretnego rezultatu (kamienia milowego) warunkujące możliwość ubiegania się o przekazanie dofinansowania kolejnej fazy. Taka formuła ma na celu

¹ Ostateczne kwoty dofinansowania będą wskazane w dokumentacji konkursowej i będą mogły ulec zmianie.

² J. w.

promowanie wewnętrznej konkurencji oraz wybranie najlepszych projektów warunkujących rozwój w jednym z proponowanych obszarów. Przewidywane rezultaty poszczególnych faz:

W przypadku obszarów T1, T3, T4, T5:

- Faza I – opracowane studium wykonalności techniczno-ekonomiczne wskazujące na zasadność realizacji propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 9 miesięcy;
- Faza II – osiągnięcie 6. poziomu gotowości technologicznej (TRL 6) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 2 lat;
- Faza III – osiągnięcie co najmniej 8. poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 3 lat.

W przypadku obszarów T2, T6:

- Faza I – Prototypowanie układu demonstracyjnego. Obejmuje opracowanie studium wykonalności techniczno-ekonomicznego wskazującego na zasadność realizacji propozycji w skali demonstracyjnej będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, a także model cyfrowy, obliczeniowy lub fizyczny (laboratoryjny) demonstratora, czas realizacji do 24 miesięcy,

Faza II – Demonstracja nowej technologii w warunkach operacyjnych. Obejmuje osiągnięcie co najmniej 8 poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 3 lat.

Biorąc pod uwagę:

- 1) zgłoszone przez interesariuszy zainteresowanie poszczególnymi tematami Programu,
- 2) fakt, że istnieją obszary wymagające wsparcia prowadzenia prac B&R,
- 3) potrzebę wzmocnienia prowadzonych prac B&R w obszarach innowacyjnych,

Programem objęte są zakresy tematyczne takie jak: energetyka wiatrowa i solarna, technologie wytwarzania i wykorzystania wodoru, magazyny energii i mikrosieci energetyczne i ciepłe, energetyczne wykorzystanie odpadów i ciepła z gazów poprocesowych, geotermia.

Realizowane projekty mogą tworzyć synergię z innymi technologiami, w szczególności w zakresie wytwarzania i wykorzystania wodoru, magazynowania energii oraz mikrosieci energetycznych i ciepłych, energetycznego wykorzystania odpadów i ciepła z gazów poprocesowych.

Pkt Wyniki analiz otrzymuje następujące brzmienie:

W pracach analitycznych wzięto pod uwagę zarówno dokumenty UE, energetycznych organizacji międzynarodowych jak i rządowe programy krajowe. Ogłoszona nowelizacja Polityki Energetycznej Polski do 2040ⁱ zakłada m.in. spadek udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej do 60 proc. w 2030 r. Przewiduje się istotny wzrost udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto. Ważnym także zadaniem jest wdrożenie energetyki jądrowej do 2033 r. Celem ogłoszonego „Programu polskiej energetyki jądrowej”ⁱⁱ jest budowa w Polsce od 6 do 9 GWe zainstalowanej mocy jądrowej, która będzie współpracować ze sprawdzonymi, wielkoskalowymi technologiami OZE. Ranga tego zagadnienia jest bardzo wysoka. Jego rozwiązanie wykracza jednak poza możliwości niniejszego programu, który nie obejmuje ani energetyki jądrowej ani węglowej. Program koncentruje się na technologiach związanych z wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła. Nie obejmuje natomiast obszaru efektywnego użytkowania energii.

Zakres Programu Strategicznego obejmuje następujące obszary:

Ppkt **Energetyka wiatrowa na lądzie** otrzymuje następujące brzmienie:

W sektorze energii elektrycznej z OZE kluczową rolę odegra lądowa energetyka wiatrowa (z czasem wspierana morskimi farmami wiatrowymi) z udziałem rosnącym odpowiednio z 45% w 2015 r. do ponad 60% w 2030 r., co wymaga wielokrotnego wzrostu generacji wiatrowej w latach 2021-2030. Na drodze do utrzymania na odpowiednio wysokim poziomie technicznym istniejących zdolności wytwórczych oraz rozwoju nowych stoją bariery uniemożliwiające efektywne wykorzystanie potencjału technicznego i ekonomicznego lądowych farm wiatrowych w Polsce. Problem ten i stojące za nim ograniczenia mogą być rozwiązywane w ramach co najmniej dwóch kierunków innowacji energetycznych wskazanych w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK): (1) „optymalizacja wykorzystania zasobów” (2) „efektywne wytwarzanie energii łączące ograniczenie wpływu na środowisko z bezpieczeństwem energetycznym”.

Ppkt **Morska energetyka wiatrowa** otrzymuje następujące brzmienie:

Zgodnie z aktualnie obowiązującym KPEiK Polska ma plany, aby w perspektywie 2030 r. zainstalować na Bałtyku źródła wytwórcze o mocy ok. 5 GW w morskich farm wiatrowych, a w 2040 r. ok. 10 GW. Według scenariusza prekonsultacyjnego opracowanego w ramach aktualizacji KPEiK w czerwcu 2023 r., moc farm wiatrowych off-shore ma wynosić blisko 18 GW w 2040 r. Pierwsza morska elektrownia wiatrowa w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej zostanie włączona do sieci w 2025 r. Plany te w pełni wpisują się w Europejski Zielony Ład, którego założenia odwołują się w sposób szczególny do wzmocnienia UE jako światowego lidera w morskiej energetyce wiatrowej. Są także spójne z bardzo ważną krajową inicjatywą, tj. *Porozumieniem sektorowym na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce*, którego nadrzędnym celem jest wsparcie rozwoju sektora w Polsce oraz maksymalizacja „local content”, czyli udziału polskich przedsiębiorców w łańcuchu dostaw dla morskich farm wiatrowych powstających w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej.

Silną stroną są znaczące zasoby energii wiatru na polskim Bałtyku – ze względu na długą linię brzegową i duże obszary morskie oraz duże prędkości wiatru, porównywalne z najlepszymi lokalizacjami na Morzu Północnym. Trzeba jednak pamiętać, że polskie lokalizacje pod przyszłe inwestycje ma morzu znajdują się stosunkowo daleko od lądu, a ich fundamenty będą realizowane na dużych głębokościach, co stanowi wyzwanie dla przemysłu.

Niestety Polska pozostała co najmniej o dekadę w tyle w stosunku do stanu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w wiodących krajach UE, takich jak Niemcy, Dania, Holandia, Belgia, które już obecnie dysponują łączną mocą zainstalowaną rzędu 16 GW. Nie dysponuje też realnym doświadczeniem we współpracy naukowo-badawczej w tym zakresie. Jednym z ostatnich projektów badawczych z zakresu morskiej energetyki wiatrowej z polskim udziałem (EC BREC/IEO) był projekt Offshore Grid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe zakończony w 2011 roku. Pomimo uwzględnienia w „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” z 2010 roku budowy 0,5 GW morskich farm wiatrowych (MFW) do 2020r., żadne realne działania inwestycyjne nie zostały podjęte do dnia dzisiejszego. Polska nie włączyła się też we współpracę międzynarodową w ramach tzw. The EU Economic Recovery Plan (UE na rozwój MFW przeznaczyła 565 mln euro, które wsparły projekty niemieckie i duńskie oraz rozwój infrastruktury na rzecz morskich farm wiatrowych na Morzu Północnym). Do budowy MFW w innych krajach i obsługi MFW włączył się polski przemysł okrętowy i morski (np. poprzez dostawy dźwigów pływających oraz konstrukcji betonowych i stalowych) i polskie porty (np. Świnoujście, Gdynia).

Ppkt **Geotermia** otrzymuje następujące brzmienie:

Wody termalne stanowią cenny surowiec wykorzystywany w wielu dziedzinach gospodarki krajowej, cieszący się rosnącym zainteresowaniem ze strony inwestorów. Dlatego też niezbędny jest rozwój i wdrożenia optymalnych metod i technologii w kluczowych obszarach związanych z poszukiwaniem, udostępnianiem, eksploatacją i wykorzystywaniem ciepła Ziemi. Zważywszy na wielkość potencjału geotermalnego naszego kraju uzasadnione jest poszukiwanie nowoczesnych metod produkcji nie tylko ciepła sieciowego, ale również prądu elektrycznego. Produkcja energii elektrycznej przy wykorzystaniu niskotemperaturowych zasobów geotermalnych jest technicznie możliwa dzięki zastosowaniu technologii wykorzystujących dodatkowy obieg termodynamiczny, oparty o czynniki niskowrzące, jednak do tej pory nigdzie nie powstała instalacja, która komercyjnie produkuje ciepło sieciowe i prąd elektryczny.

Wykorzystanie potencjału geotermalnego niewątpliwie przyczynia się do powstania korzystnego efektu ekologicznego w postaci ograniczenia niskiej emisji (smogu). Jednak w skali globalnej zastąpienie konwencjonalnych paliw kopalnych energią geotermalną może spowodować zwiększenie emisji szkodliwych gazów do atmosfery. Zjawisko to związane jest z faktem, iż wydobycie wód termalnych ze złoża, a także ich ponowne zatłoczenie zazwyczaj wymaga użycia systemu pomp zasilanych prądem elektrycznym. Prąd elektryczny w warunkach naszego kraju produkowany jest z węgla kamiennego i brunatnego. A zatem zwiększone zapotrzebowanie na prąd elektryczny powoduje również zwiększenie emisji globalnej szkodliwych gazów. Wydaje się, zatem konieczne poszukiwanie rozwiązań hybrydowych zapewniających zasilanie w ekologicznie czysty prąd elektryczny dla ciepłowni geotermalnych.

Pkt *Analiza zgodności z dokumentami strategicznymi, komplementarność i synergia, korzyści społeczne* otrzymuje następujące brzmienie:

Program „Nowe technologie w zakresie energii” z założenia jest zgodny ze strategicznymi celami polskiej polityki energetycznej i klimatycznej. Według Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. i przesłanego przez polski rząd do KE „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” oraz zgodnie z zapowiedziami Ministra Klimatu dotyczącymi uwzględnienia kierunków wyznaczonych przez politykę Komisji Europejskiej wyrażonych w dokumencie politycznym „Zielony Ład- 2020” konieczne jest ustanowienie nowego programu badawczo-rozwojowego, który pozwoli zrealizować krajowej gospodarce następujące cele strategiczne w perspektywie roku 2040:

- maksymalizacja efektywności energetycznej;
- zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE);
- zwiększenie produkcji czystych paliw dla energetyki i transportu;
- zwiększenie konkurencyjności przemysłu i gospodarki poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych;
- rozwój odpowiedniej inteligentnej infrastruktury sieciowej w szczególności w połączeniu z lokalnymi źródłami energii;
- pełne wykorzystanie zalet biogospodarki i stworzenie efektywnych technologii wykorzystania surowców biodegradowalnych;
- istotne zmniejszenie emisji CO₂.

Tematyka badawcza przedstawiona w programie „Nowe technologie w zakresie energii” wpisuje się w określone cele strategiczne oraz następujące dokumenty strategiczne:

- Porozumienie Paryskie Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (4 listopada 2016) – zobowiązanie się Stron do działań na rzecz obniżenia przewidywanego wzrostu temperatury otoczenia poniżej 2°C ponad temperaturę z okresu przed-industrialnego; efektem jest

dążenie do neutralności klimatycznej w roku 2050, tj. uzyskania zerowej emisji CO₂ netto poprzez kompensację emisji CO₂ metodami sekwestracyjnymi lub zupełne wyeliminowanie emisji CO₂, co oznaczałoby dekarbonizację gospodarki,

- Polityka klimatyczno-energetyczna do roku 2030 (październik 2014 r.). Jednym z celów polityki jest ograniczenie o co najmniej 40% emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.). Cele polityki mają służyć wypełnieniu zobowiązań Unii Europejskiej wobec Porozumienia paryskiego,
- Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego (Bruksela, dnia 28.11.2018 r. COM(2018) 773 final); dokument bezpośrednio wskazuje potrzebę wprowadzenia na dużą skalę wydajnych technologii magazynowania energii,
- Energy Storage for a Decarbonised Europe by 2050 (Bruksela, Listopad 2019). Najnowszy dokument Europejskiego Stowarzyszenia na rzecz Magazynowania Energii kształtujący pogląd na temat roli systemów magazynowania energii w dobie dekarbonizacji gospodarek europejskich,
- Czysta energia dla wszystkich Europejczyków. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Europy 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Określa politykę UE związaną ze wspieraniem regionów węglowych w transformacji (Coal regions in transitions),
- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Założenia i cele oraz polityki działania (MAP, grudzień 2019). Dokument zwraca uwagę na istotny wpływ OZE na rozwój instalacji magazynowania energii w Polsce,
- Krajowe inteligentne Specjalizacje; KIS 4: Wysokosprawne, niskoemisyjne i zintegrowane układy wytwarzania, magazynowania, przemysłu i dystrybucji energii,
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku. Dokument zakłada m.in. podjęcie działań na rzecz ograniczenia emisji CO₂, które miałyby doprowadzić do znacznego zmniejszenia wielkości emisji na jednostkę produkowanej energii,
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne z póź. zm.; Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
- Strategiczność tematyki wpisuje się w opublikowany przez Ministerstwo Energii w maju 2017 r. dokument nt. innowacji w sektorze energii pt. **Kierunki Rozwoju Innowacji Energetycznych**. Dokument ten w sposób kompleksowy opisuje optymalny model rozwoju innowacji energetycznych w Polsce – zarówno od strony technologii, procesów, źródeł i modeli finansowania, jak i implementacji nowych rozwiązań.
- Europejski Zielony Ład (grudzień 2019 r.) Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i komitetów Regionów w zakresie wykorzystania ciepła i gazów poprocesowych jest to przede wszystkim Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Recast EED 2012/27/EU).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), która musi zostać wdrożona przez wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej do 30 czerwca 2021 r. Stawia ona za główny cel zmniejszenie do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40 % w stosunku do poziomów z roku 1990 oraz osiągnięcie 32 % udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii. Założenia

RED II priorytetowo traktują rozwój biopaliw zaawansowanych zakładając zwiększenie udziału tych paliw z 0,5 % w 2020 r. do 3,5 % w 2030r.

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/851 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2008/98/WE w sprawie odpadów. Szczegółowe odniesienie do celów strategicznych znajduje się w 2.9. Załącznik nr 1 Geneza problemu i strategia innowacyjnego **rozwoju technologii energetycznych**.
- Pakiet "Fit for 55", zaprezentowany przez Komisję Europejską 14 lipca 2021 r., mający na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55% do 2030 r. w porównaniu z poziomami z 1990 r. i osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 r.
- Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, zawarte w dniu 15 września 2021 między przedstawicielami polskiej administracji rządowej, inwestorów, podmiotów uczestniczących w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej i innych zainteresowanych stron. Porozumienie wskazuje na konieczność wykorzystania potencjału i doświadczenia przemysłu stoczniowego oraz biur projektowych w budowie podzespołów dla morskich farm wiatrowych i specjalistycznych jednostek do budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.
- Pakiet RePowerEU, zainicjowany przez Komisję Europejską w marcu 2022, wprowadzający wiążący cel UE na 2030 r. w zakresie udziału mocy OZE w wysokości 42,5%, z ambicjami osiągnięcia 45%.
- Europejski plan działania na rzecz energii wiatrowej, opublikowany przez Komisję Europejską w dniu 24 października 2023, składający się z sześciu filarów wspólnych działań Komisji Europejskiej, państw członkowskich i przemysłu: (i) przyspieszenie wdrażania dzięki większej przewidywalności i szybszemu wydawaniu zezwoleń; (ii) ulepszony model aukcji; (iii) dostęp do finansowania; (iv) stworzenie sprawiedliwego i konkurencyjnego środowiska międzynarodowego; (iv) umiejętności; (v) zaangażowanie branży i zobowiązania państw członkowskich.

2.3. Rozdział 4: Zakres tematyczny Programu

Pkt T2.1. Energetyka wiatrowa na lądzie otrzymuje następujące brzmienie:

T2.1.1 Inteligentna farma wiatrowa

Prototyp: Model cyfrowy farmy wiatrowej zweryfikowany danymi z co najmniej 10 funkcjonujących w Polsce farm wiatrowych (w tym minimum 5 z wykonanym monitoringiem po realizacyjnym), umożliwiającą modelowanie efektów pracy elektrowni w odpowiednich skalach czasowych i przestrzennych, oddziaływanie farmy na środowisko (w tym zdrowie ludzi, awifaunę itp.), sieć energetyczną i rynek energii oraz jednocześnie obniżanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i kosztów energii w systemie energetycznym.

- *Cele i oczekiwane rezultaty:* Komercyjne udostępnienie wszystkim interesariuszom (bez ograniczeń) modelu cyfrowego farmy wraz z systemem informatycznym adresowanym do inwestorów, samorządów i dostawców dla potrzeb:
 - lokalizacji turbin wiatrowych obejmującego m.in. identyfikację obszarów spełniających różne warianty minimalnej odległości od zabudowań, klasy glebowe, pokrycie planami zagospodarowania przestrzennego, infrastrukturę techniczną, strefy hałasu wokół lokalizacji farm wiatrowych (z uwzględnieniem infradźwięków, wibracji oraz hałasu słyszalnego), ograniczenia związane z obszarową ochroną przyrody

- prognozowania wydajności farm wiatrowych i energetyki wiatrowej w krajowym systemie energetycznym oraz prognozowania cen energii w celu optymalnego kontraktowania energii (PPA) oraz lokalnego bilansowania i ograniczania negatywnych efektów pracy farm wiatrowych na system energetyczny
- integracji farm wiatrowych z sektorem ciepłowniczym w formule zielonego elektroogrzewnictwa (P2H) opartego na wykorzystaniu niezbilansowanej energii z farm wiatrowych w formule „sectors coupling” z możliwością magazynowania energii w systemach ciepłowniczych (magazynowanie dobowo-tygodniowe)
- magazynowania energii (np. wytwarzanie wodoru, magazyny bezwładnikowe (FES))
- odwzorowania w czasie rzeczywistym pracy pojedynczej turbin wiatrowej i jej wirnika w modelu *digital twin*.
- aktywizowania potencjału społecznego dla rozwoju energetyki wiatrowej poprzez np. symulowanie potencjalnych przychodów dla budżetów samorządów lokalnych, matchmaking inwestorów korporacyjnych oraz indywidualnych (gospodarstw domowych – potencjalnych prosumentów wirtualnych), gmin, agregatorów oraz właścicieli gruntów

Demonstracja: wyposażenie farmy wiatrowej w rozwiązania z najnowszymi dostępnymi dla danej lokalizacji turbinami wiatrowymi z wykorzystaniem efektów innowacji i optymalizacji wprowadzonych na etapie projektowania modelu cyfrowego (prototyp) inwestycji o mocy zainstalowanej minimum 20 MW realizowanej w formule:

a) „repowering” (w miejscu farmy wybudowanej w latach 2005-2010), oraz/lub

b) z udziałem prosumentów wirtualnych (min. 100 gospodarstw domowych).

- *Efekt demonstracji:* inteligentna farma wiatrowa, posiadająca zwiększoną o min. 50% moc zainstalowaną w stosunku do mocy przed inwestycją w „repowering” oraz/lub minimum 100 zaangażowanych prosumentów wirtualnych, zmniejszoną uciążliwość hałasową dla okolicznych mieszkańców, niższych kosztach wytwarzania energii (LCOE) o 40% w porównaniu do farm wiatrowych o podobnej mocy zainstalowanej, zdolna do zagospodarowania 100% niezbilansowanej mocy elektrycznej w formule Power-to-X.

T2.1.2. Rozwój technologii utylizacji lub recyklingu komponentów elektrowni wiatrowych

Prototyp: Eksperymentalna laboratoryjna linia do rozdrabniania i separacji fragmentów i składników łopat wirników i innych komponentów elektrowni wiatrowych wykonanych z polimerów wzmocnionych włóknem szklanym (GFRP) i włóknem węglowym (CFRP) wraz z oceną możliwości wykorzystania produktu w przemyśle (np. cementowym i w budownictwie) lub recyklingu.

- *Cele i oczekiwane rezultaty:* linia do przetwarzania w skali laboratoryjnej elementów zużytych wirników, zdolna do badań możliwości nowego wykorzystania lub recyklingu starych łopat wirników (technologie z początku lat 2000 bazujące na GFRP) i łopat wykonywanych z nowych materiałów (lżejszych, trwalszych i w większym zakresie pozyskanych lokalnie).

Demonstracja: Linia pilotażowa do przetwarzania zużytych łopat do wirników elektrowni wiatrowych i innych komponentów elektrowni wiatrowych o wydajności minimum 1200 kg/h

- *Efekt demonstracji:* pełnoskalowa linia do przetwarzania zużytych łopat do wirników elektrowni wiatrowych i separacji włókien (szkła) i polimerów, zapewniająca możliwość recyklingu w kraju 60% demontowanych wirników.

Pkt T2.2 Morska energetyka wiatrowa otrzymuje następujące brzmienie:

T2.2.1. Pierwsza pływająca turbina wiatrowa na Bałtyku

Prototyp: Zintegrowany model elektro-mechaniczny i hydrodynamiczny struktury wsporczej dla pływającej morskiej elektrowni wiatrowej (*floating offshore*) dostosowanej do warunków Bałtyku

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* model konstrukcji wsporczej dla pływającej morskiej elektrowni wiatrowej (*floating offshore*) dostosowanej do warunków Bałtyku wraz z programami do projektowania i optymalizacji konstrukcji i wytycznymi do budowy pierwszej demonstracji, w tym nowych komponentów pływającej morskiej elektrowni wiatrowej takich jak rozwiązania z zakresu okablowania i przyłączenia do sieci (np. podmorskie GPZ osadzone na dnie), wytyczne do budowy systemu sieci bałtyckich.

Demonstracja: Budowa pierwszej pływającej turbiny wiatrowej na Bałtyku na oryginalnej strukturze wsporczej zdolnej do zainstalowania morskiej turbiny wiatrowej o mocy zainstalowanej +10 MW; produkcja morskich turbin wiatrowych pływających wraz z wdrożonymi innowacjami procesowymi np. w zakresie wytwarzania i instalacji struktur wsporczych oraz instalacji turbiny bez udziału ciężkich dźwigów; innowacje z zakresu eksploatacji i serwisowania morskich turbin wiatrowych (O&M)

- o *Efekt demonstracji:* pierwsza pływająca turbina wiatrowa na Bałtyku.

T2.2.2. Technologie służące budowie Morskich Farm Wiatrowych (MFW)

Prototyp: Model cyfrowy linii technologicznej do produkcji znacząco udoskonalonych komponentów i/lub podzespołów służących budowie morskich farm wiatrowych, takich jak np.: 1) kable morskie; 2) morskie stacje transformatorowe; 3) morskie wieże wiatrowe; 4) podwodne konstrukcje wsporcze typu monopal, jacket i inne konstrukcje dla morskich stacji elektroenergetycznych.

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* model cyfrowy wraz z projektem technicznym budowy linii produkcyjnej służącej do wytwarzania komponentów i/lub podzespołów morskich elektrowni wiatrowych, umożliwiającej wytwarzanie rozwiązań do MFW o lepszych parametrach technicznych i/lub środowiskowych niż rozwiązania obecnie produkowane w Polsce, np. o zwiększonej trwałości, zwiększonej odporności na korozję w środowisku morskim, szczelności, o obniżonym śladzie węglowym materiałów, właściwościach przeciwporostowych, odporności na ścieranie piaskiem zawieszonym w wodzie morskiej.

Demonstracja: Linia pilotażowa do produkcji znacząco udoskonalonych komponentów i/lub podzespołów do budowy morskich farm wiatrowych.

- o *Efekt demonstracji:* pełnoskalowa linia do produkcji znacząco udoskonalonych komponentów i/lub podzespołów do budowy morskich farm wiatrowych, umożliwiająca wyprodukowanie danego typu komponentów i/lub podzespołów w ilości odpowiadającej zapotrzebowaniu typowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej 1 GW (gigawat)

Pkt T6. Energetyczne wykorzystanie ciepła geotermalnego (geotermia) otrzymuje następujące brzmienie:

T.6.1. Kogeneracyjny układ geotermalny

Prototyp: model cyfrowy/obliczeniowy geotermalnej instalacji eksperymentalnej funkcjonującej w systemie kogeneracyjnym, produkującej ciepło i prąd elektryczny.

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* rozbudowany i zweryfikowany (dostępnością technologii gotowej do wdrożenia) model cyfrowy lub obliczeniowy systemu geotermalnego i lokalnej sieci umożliwiających generację energii cieplnej i elektrycznej wraz z efektywnym jej bilansowaniem w ściśle określonej grupie odbiorców (prąd elektryczny, ciepło na potrzeby c.o. i cwu, możliwe inne zastosowania (np.

rekreacja, rolnictwo, suszarnie, hodowla), i/lub działający model fizyczny systemu jak wyżej (prototyp laboratoryjny), w skali 1:100, niekoniecznie zasilany ciepłem geotermalnym.

Demonstracja: Elektrociepłownia geotermalna o osiągalnej mocy elektrycznej minimum $0,15 \text{ MW}_e$ oraz całkowitej znamionowej mocy cieplnej co najmniej 4 MW_t w której energia wytwarzana jest w systemie kogeneracyjnym (niekoniecznie w systemach ORC lub Kalina, może być to np. silnik Stirlinga, system termoelektryczny).

Okres badań rozwojowych: 3 lata

- o *Efekt demonstracji:* zasilana ciepłem geotermalnym elektrociepłownia o osiągalnej mocy elektrycznej nie mniejszej niż $0,15 \text{ MW}_e$. mocy elektrycznej przy znamionowej mocy cieplnej nie mniejszej niż 4 MW_t . (Instalacja może być systemem działającym równolegle do innej np. już istniejącej instalacji geotermalnej.)

T6.2. Instalacja wykorzystująca wody geotermalne do magazynowania energii elektrycznej przy wykorzystaniu zintegrowanego wytwarzania ciepła, chłodu i energii elektrycznej

Prototyp: Geotermalna instalacja eksperymentalna pozwalająca na magazynowanie energii elektrycznej przy wykorzystaniu pojemności cieplnej i temperatury wód geotermalnych oraz zintegrowanego wytwarzania ciepła, chłodu oraz energii elektrycznej, np. magazyny energii w sprężonym powietrzu CAES wykorzystujące wody geotermalne do schładzania i ogrzewania czynnika podczas jego sprężania lub rozprężania.

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* rozbudowany i zweryfikowany (dostępnością technologii gotowej do wdrożenia) model cyfrowy lub obliczeniowy systemu geotermalnego umożliwiającego magazynowanie energii elektrycznej przy wykorzystaniu zintegrowanej generacji chłodu, energii cieplnej i elektrycznej wraz z efektywnym jej bilansowaniem z lokalną siecią elektroenergetyczną oraz lokalną siecią grzewczą i/lub chłodniczą dla ściśle określonej grupy odbiorców (prąd elektryczny, ciepło i/lub chłód na potrzeby ściśle określonej grupy odbiorców), i/lub działający model systemu jak wyżej w skali 1:100, niekoniecznie zasilany ciepłem geotermalnym.

Demonstracja: Instalacja magazynująca energię elektryczną o osiągalnej mocy minimum 2 MW_e i pojemności efektywnej minimum 2 MWh posiadająca moc cieplną (nie koniecznie wyłącznie opartą o energię geotermalną – co najmniej 50%) o znamionowej mocy cieplnej minimum 3 MW_t

- o *Efekt demonstracji:* Instalacja magazynu energii elektrycznej wykorzystującego wody geotermalne do bilansowania ciepła sprężania i rozprężania powietrza lub innego czynnika (dopuszczalna przemiana fazowa czynnika podczas magazynowania energii) w magazynie energii (np. CAES) o osiągalnej mocy elektrycznej nie mniejszej niż 2 MW_e , pojemności 2 MWh oraz możliwej do wykorzystania znamionowej mocy cieplnej nie mniejszej niż 3 MW_t i/lub chłodniczej nie mniejszej niż 1 MW_t . Instalacja może być systemem działającym równolegle do innej np. już istniejącej instalacji geotermalnej.

T6.3. Wykorzystanie energii i wód geotermalnych w rolnictwie/przetwórstwie rolno-spożywczym w Polsce

Prototyp: Geotermalna innowacyjna instalacja eksperymentalna wykorzystująca energię i wody geotermalne w rolnictwie lub przetwórstwie rolno-spożywczym

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* rozbudowany i zweryfikowany (dostępnością technologii gotowej do wdrożenia) model cyfrowy lub obliczeniowy instalacji geotermalnej zasilającej w ciepło system upraw rolniczych (otwarta, pod osłonami) lub inne układy rolnictwa/przetwórstwa rolno-spożywczego. Instalacja stosująca wszechstronnie i efektywnie energię oraz wody geotermalne w łańcuchu produkcji rolnej i przetwórstwa rolno-spożywczego z możliwością hybrydyzacji (współpracy) z innymi niskoemisyjnymi źródłami energii, w tym OZE, np. pompy ciepła, systemy

solarne, biogazownie rolnicze, in.), i/lub działający model systemu jak wyżej, w skali 1:100, niekoniecznie zasilany ciepłem geotermalnym.

Demonstracja: Geotermalna innowacyjna instalacja eksperymentalna wykorzystująca energię i wody geotermalne w rolnictwie lub przetwórstwie rolno-spożywczym o znamionowej mocy cieplnej geotermalnej (uzyskanej ze źródła geotermalnego) co najmniej 1,5 MW_t

- o *Efekt demonstracji:* Geotermalna innowacyjna instalacja eksperymentalna wykorzystująca energię i wody geotermalne w rolnictwie/przetwórstwie rolno-spożywczym o znamionowej mocy cieplnej geotermalnej (uzyskanej ze źródła geotermalnego) co najmniej 1,5 MW_t

T6.4. Technologie z zakresu inżynierii złożowej dla poprawy efektywności eksploatacji złóż geotermalnych – zwiększenia produktywności/chłonności odwiertów, umożliwiające eksploatację i wykorzystanie średnio i wysoko mineralizowanych wód geotermalnych

Prototyp: Geotermalna instalacja eksperymentalna dla eksploatacji i wykorzystania średnio- i wysoko mineralizowanych wód geotermalnych

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* rozbudowany i zweryfikowany (dostępnością technologii gotowej do wdrożenia) model cyfrowy lub obliczeniowy geotermalnego systemu i sieć do zrównoważonej, efektywnej eksploatacji i produkcji energii cieplnej z średnio (mineralizacja 5-30g/dm³) i wysoko mineralizowanych (mineralizacja >30g/dm³) wód geotermalnych wraz z jej wykorzystaniem w ściśle określonej grupie odbiorców (ciepło sieciowe na potrzeby c.o. i c.w.u., a także inne sposoby efektywnego zagospodarowania wód i energii geotermalnej (dobór tych zastosowań w zależności od lokalnych uwarunkowań geologicznych i infrastrukturalnych). Stabilne w czasie eksploatacja, odbiór ciepła oraz zatłaczanie schłodzonych wód. Możliwości zagospodarowania wykorzystanych energetycznie wód jako surowca do różnych celów. Wymogiem jest działający model fizyczny systemu o parametrach jak wyżej, w skali 1:100, pracujący równoległe z istniejącą instalacją geotermalną.

Demonstracja: Instalacja geotermalna o znamionowej mocy cieplnej (uzyskanej ze źródła geotermalnego) min. 3 MW_t umożliwiająca stabilną, efektywną eksploatację i produkcję energii cieplnej z wykorzystaniem średnio i wysoko zmineralizowanych wód geotermalnych poprzez dobór i zastosowanie właściwych technologii, materiałów i wyposażenia otworów oraz instalacji, dobór metod skutecznego zapobiegania i ograniczania korozji oraz kolmatacji w całym obiegu wód geotermalnych (np. inhibitorów korozji i skalingu; in. metod), zapobieganie spadkowi produktywności i chłonności otworów oraz skał zbiornikowych wód geotermalnych

- o *Efekt demonstracji:* Instalacja geotermalna o znamionowej mocy cieplnej (uzyskanej ze źródła geotermalnego) min. 3 MW_t (Instalacja może być systemem działającym równoległe do innej np. już istniejącej instalacji geotermalnej.)

T6.5. Technologie umożliwiające eksploatację i wykorzystanie niskotemperaturowych wód geotermalnych w niskotemperaturowych systemach grzewczych

Prototyp: Geotermalna instalacja eksperymentalna dla eksploatacji i wykorzystania niskotemperaturowych wód geotermalnych

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* rozbudowany i zweryfikowany (dostępnością technologii gotowej do wdrożenia) model cyfrowy lub obliczeniowy lokalnego systemu oraz sieć do zrównoważonej, efektywnej eksploatacji i produkcji energii cieplnej wód geotermalnych o niskiej temperaturze (nie wyższej niż 50°C) w ściśle określonej grupie odbiorców (osiedle wybudowane w technologii niskoenergetycznej, ciepło sieciowe na potrzeby c.o. i c.w.u., także inne sposoby efektywnego zagospodarowania wód i energii geotermalnej (dobór tych zastosowań w zależności od lokalnych uwarunkowań geologicznych, geotermalnych i infrastrukturalnych). Stabilne w czasie eksploatacja,

odbiór ciepła oraz zatłaczanie schłodzonych wód. Przy czym ilość energii cieplnej dostarczonej z geotermii nie będzie mniejsza niż 50% całkowitego zapotrzebowanie na ciepło podłączonych do instalacji odbiorców). Wymogiem jest działający model fizyczny systemu o parametrach jak wyżej, w skali 1:100, pracujący równoległe/szeregowo z istniejącą instalacją geotermalną lub zasilany niegeotermalnym źródłem ciepła.

Demonstracja: Instalacja geotermalna o mocy cieplnej min. 3MW_t umożliwiająca stabilną, efektywną eksploatację oraz produkcję energii cieplnej z wykorzystaniem wód geotermalnych o temperaturze poniżej 50°C poprzez dobór i zastosowanie właściwych technologii, metod dystrybucji ciepła oraz wewnątrz obiektowych systemów grzewczych i urządzeń wspomagających oraz szczytowych źródeł ciepła, dobór metod skutecznego wykorzystania energii niskotemperaturowej wód geotermalnych.

- o *Efekt demonstracji:* Instalacja geotermalna o znamionowej mocy cieplnej (uzyskanej ze źródła geotermalnego) min. 3MW_t (Instalacja może też być systemem działającym równoległe lub szeregowo z inną np. już istniejącą instalacją geotermalną jako jej niższy stopień w systemie kaskadowym).

T6.6. Technologia wykorzystująca szcerpane złoża węglowodorów do pozyskiwania energii geotermalnej lub magazynowania energii.

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* rozbudowany i zweryfikowany (dostępnością technologii gotowej do wdrożenia) model cyfrowy lub obliczeniowy systemu wykorzystania szcerpanych złóż węglowodorów jako źródeł lub magazynu energii cieplnej i/lub energii ciśnienia gazu, umożliwiającego magazynowanie energii elektrycznej przy wykorzystaniu zintegrowanej generacji energii elektrycznej, energii cieplnej i/lub chłodu wraz z efektywnym bilansowaniem energii z lokalną siecią elektroenergetyczną i/lub lokalną siecią grzewczą i/lub chłodniczą dla ściśle określonej grupy odbiorców (prąd elektryczny, ciepło i/lub chłód na potrzeby ściśle określonej grupy odbiorców),

Demonstracja: Instalacja wytwarzająca ciepło i/lub magazynująca energię elektryczną o mocy minimum 2MW_e i pojemności efektywnej minimum 2MWh , posiadająca moc cieplną (nie koniecznie wyłącznie opartą o energię geotermalną – co najmniej 50%) o znamionowej mocy cieplnej minimum 3MW_t

- o *Efekt demonstracji:* Instalacja ciepłowni geotermalnej i /lub magazynu energii elektrycznej i/lub cieplnej wykorzystującego szcerpane złoża węglowodorów do bilansowania ciepła i/lub, sprężania i rozprężania powietrza lub innego czynnika (dopuszczalna przemiana fazowa czynnika podczas magazynowania energii) w magazynie energii (np. CAES) o zainstalowanej i osiągalnej mocy elektrycznej nie mniejszej niż 2MW_e , pojemności 2MWh oraz możliwej do wykorzystania znamionowej mocy cieplnej nie mniejszej niż 3MW_t i/lub chłodniczej nie mniejszej niż 1MW_t .

T6.7. Sztuczna inteligencja w optymalizacji pozyskiwania energii geotermalnej dla poprawy efektywności istniejących ciepłowni geotermalnych

- o *Cele i oczekiwane rezultaty:* Opracowanie rozbudowanego i zweryfikowanego modelu sterowania systemem geotermalnym na wszystkich etapach jego funkcjonowania na bazie algorytmów/modeli samouczącej się AI (sztucznej inteligencji) pozwalającym na zmaksymalizowania produkcji energii geotermalnej. Algorytmy AI uwzględniają parametry funkcjonowania systemów geotermalnych po stronie górotworu/zbiornika geotermalnego, systemu pozyskania oraz dystrybucji energii. Model należy zweryfikować na danych rzeczywistych. Optymalizator AI powinien zostać opracowany dla konkretnego systemu geotermalnego i konkretnej obsługiwanej przezeń odpowiednio (7%) powiększonej pod względem zapotrzebowania na ciepło grupy odbiorców energii cieplnej.

Demonstracja: Instalacja wytwarzająca energię cieplną o pierwotnej (przed zainstalowaniem AI) produkcji energii geotermalnej minimum 10TJ/rok, w której dzięki zaimplementowaniu sterowania AI uzyskano zwiększenie rocznej produkcji energii systemu o minimum 7% ilości uzyskiwanej energii.

- o *Efekt demonstracji:* Instalacja ciepłowni geotermalnej z zaimplementowanym systemem sterowania i optymalizacji bazującym na AI. Przy czym roczna produkująca ciepła systemu wynosi $Q_{AI}=1,07 \times Q$ (gdzie Q - produkcja ciepła z tego samego złoża geotermalnego sprzed zainstalowania sterowania AI, Q wynosi co najmniej 10TJ/rok). Systemu geotermalny zasila w ciepło konkretną ustaloną na etapie badań rozwojowych odpowiednio (7%) powiększoną pod względem zapotrzebowania na ciepło grupę odbiorców energii cieplnej. Weryfikacja zwiększenia wydajności następuje na bazie stopniodni w porównywanych okresach grzewczych/produkcji energii, oraz ich czasu trwania.

2.4 Rozdział 5: Sposób interwencji i warunki realizacji projektów w ramach Programu otrzymuje następujące brzmienie:

Program jest realizowany na zasadach określonych w ustawie o NCBR i w towarzyszących aktach wykonawczych. Realizacja Programu polega na finansowaniu projektów i zarządzaniu nimi w sposób zapewniający osiągnięcie celów oraz zgodność z harmonogramem i planem finansowym. Konkursy są ogłaszane przez Dyrektora Centrum zgodnie z art. 36 ust. 1 ustawy o NCBR i realizowane zgodnie z obowiązującym w NCBR systemem zarządzania programami strategicznymi. Szczegółowy tryb ogłaszania i rozstrzygnięcia konkursów jest każdorazowo określony w regulaminie konkursu. Ogólne ramy interwencji zostały przedstawione w Tabeli 1, przy czym warunki te będą każdorazowo uszczegółowione w regulaminie konkursu, w sposób adekwatny do zakresu konkursu.

Tabela 1 Konstrukcja Programu

Sposób interwencji	<p>W przypadku obszarów <u>T1, T3, T4, T5:</u> Dofinansowanie projektów obejmujących wykonanie studiów wykonalności, badania podstawowe, badania przemysłowe, eksperymentalne prace rozwojowe i/lub prace przedwdrożeniowe³.</p> <p>W przypadku obszarów <u>T2, T6:</u> Dofinansowanie projektów obejmujących wykonanie studiów wykonalności, badania przemysłowe, eksperymentalne prace rozwojowe i/lub prace przedwdrożeniowe⁴.</p>
Tryb wyboru projektów	Projekty wybierane będą w konkursach otwartych czyli tematycznych.
Tryb realizacji projektów	<p>Realizacja projektów jest podzielona na fazy, których efektem ma być osiągnięcie konkretnego rezultatu (kamienia milowego), warunkujące możliwość ubiegania się o przekazanie dofinansowania kolejnej fazy.</p> <p><u>Dla obszarów T1, T3, T4, T5:</u> Przewidywane rezultaty poszczególnych faz: – Faza I – opracowane studium wykonalności techniczno-ekonomiczne</p>

³ W Programie będą brały udział tylko projekty złożone w konkursach, w pełni wypracowywane w kolejnych fazach Programu (z zastrzeżeniem pozostałych zapisów Programu).

⁴ W Programie będą brały udział tylko projekty złożone w konkursach, w pełni wypracowywane w kolejnych fazach Programu (z zastrzeżeniem pozostałych zapisów Programu).

	<p>wskazujące na zasadność realizacji propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Faza II – osiągnięcie 6 poziomu gotowości technologicznej (TRL 6) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie; – Faza III – osiągnięcie co najmniej 8 poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie. <p>Podział na fazy służy etapowej weryfikacji osiągniętych rezultatów. Wsparcie finansowe w kolejnych etapach jest udzielane tylko tym projektom, które otrzymają pozytywną rekomendację podczas oceny rezultatu danej fazy, tzn. wykazują wysokie prawdopodobieństwo skutecznej komercjalizacji przy osiągnięciu zakładanych parametrów technologicznych rozwiązania.</p> <p>Dopuszcza się możliwość wyboru kilku projektów, których celem będzie opracowanie alternatywnych rozwiązań tego samego problemu. Taki mechanizm zakłada konkurowanie proponowanych rozwiązań nie tylko na etapie wyboru projektów, ale również ich realizacji.</p> <p>Do Fazy III kwalifikowany jest jeden najlepszy projekt.</p> <p><u>Dla obszarów T2, T6:</u></p> <p>Przewidywane rezultaty poszczególnych faz:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Faza I – Prototypowanie układu demonstracyjnego. Obejmuje opracowanie studium wykonalności techniczno-ekonomicznego wskazującego na zasadność realizacji propozycji w skali demonstracyjnej będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie oraz prototyp w postaci modelu cyfrowego/obliczeniowego/fizycznego; – Faza II – osiągnięcie co najmniej 8 poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie. <p>Podział na fazy służy etapowej weryfikacji osiągniętych rezultatów. Wsparcie finansowe w drugim etapie jest udzielane tylko tym projektom, które otrzymają pozytywną rekomendację podczas oceny rezultatu pierwszej fazy.</p>
<p>Ramowe kryteria kwalifikowania projektów do następnej fazy</p>	<p><u>W przypadku obszarów T1, T3, T4, T5:</u></p> <p>Faza I - Faza II</p> <p>Rezultat Fazy I – studium wykonalności techniczno-ekonomiczne:</p> <ul style="list-style-type: none"> – zawiera wiarygodne i rzetelne informacje przedstawione w sposób przejrzysty, jest kompletne i spójne (czyli spełnia wymogi formalne i merytoryczne określone w regulaminie konkursu dla Fazy I); – potwierdza możliwość osiągnięcia planowanych rezultatów Faz II-III przy posiadanym potencjale organizacyjnym, technicznym, merytorycznym i ekonomicznym konsorcjantów przewidzianych do realizacji kolejnych faz projektu oraz przy wyznaczonych ramach czasowych i finansowych określonych w Programie; – wskazuje na zasadność kontynuowania projektu w kolejnych fazach z punktu

	<p>widzenia finansowo-ekonomicznego;</p> <ul style="list-style-type: none"> – gwarantuje zgodność realizacji projektu w kolejnych fazach z wymogami prawa. <p>Faza II - Faza III</p> <ul style="list-style-type: none"> – rezultat Fazy II – opracowane rozwiązanie techniczne – osiągnęło 6. poziom gotowości technologicznej (TRL 6), – przeprowadzone analizy na zakończenie Fazy II potwierdzają: <ul style="list-style-type: none"> o możliwość osiągnięcia planowanego rezultatu Fazy III przy posiadanym potencjale organizacyjnym, technicznym, merytorycznym i ekonomicznym konsorcjantów przewidzianych do realizacji Fazy III projektu oraz przy wyznaczonych ramach czasowych i finansowych określonych w Programie; o zasadność ekonomiczno-finansową kontynuacji projektu w Fazie III, zgodność realizacji projektu w Fazie III z wymogami prawa. <p><u>W przypadku obszarów T2, T6:</u></p> <p>Faza I - Faza II</p> <ul style="list-style-type: none"> – Rezultat Fazy I – opracowanie studium wykonalności techniczno-ekonomicznego wskazującego na zasadność realizacji propozycji w skali demonstracyjnej będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie oraz prototyp w postaci modelu cyfrowego/obliczeniowego/fizycznego; – zawiera wiarygodne i rzetelne informacje przedstawione w sposób przejrzysty, jest kompletne i spójne (czyli spełnia wymogi formalne i merytoryczne określone w regulaminie konkursu dla Fazy I); – potwierdza możliwość osiągnięcia planowanych rezultatów Fazy II przy posiadanym potencjale organizacyjnym, technicznym, merytorycznym i ekonomicznym konsorcjantów przewidzianych do realizacji kolejnych faz projektu oraz przy wyznaczonych ramach czasowych i finansowych określonych w Programie; – wskazuje na zasadność kontynuowania projektu w kolejnych fazach z punktu widzenia finansowo-ekonomicznego; – gwarantuje zgodność realizacji projektu w kolejnej fazie z wymogami prawa. opracowane rozwiązanie techniczne – osiągnęło 6. Poziom gotowości technologicznej (TRL 6), (w tym dopuszczalne są rozwiązania technologiczne, które opracowano w ramach innych programów badawczych lub realizowane badania przemysłowe ze środków własnych, względnie nabyte licencje) –
Wnioskodawcy / Beneficjenci	Konsorcja składające się z jednostek naukowych, przedsiębiorców i innych podmiotów, z zastrzeżeniem, że liderem konsorcjum powinien być przedsiębiorca.
Rodzaje zadań objęte	W przypadku obszarów <u>T1, T3, T4, T5:</u>

dofinansowaniem	<ul style="list-style-type: none"> – w Fазie I – wykonanie studiów wykonalności; – w Fазie II – badania podstawowe, badania przemysłowe, eksperymentalne prace rozwojowe i prace przedwdrożeńowe z zastrzeżeniem, że koszty badań podstawowych nie mogą przekraczać 15% całkowitych kosztów kwalifikowanych projektu; – w Fазie III – eksperymentalne prace rozwojowe oraz prace przedwdrożeńowe. <p>W przypadku obszarów <u>T2, T6</u>:</p> <ul style="list-style-type: none"> – w Fазie I – wykonanie studiów wykonalności; , badania przemysłowe, eksperymentalne prace rozwojowe i prace przedwdrożeńowe – w Fазie II – eksperymentalne prace rozwojowe oraz prace przedwdrożeńowe.
Czas realizacji projektu	<p>W przypadku obszarów <u>T1, T3, T4, T5</u>:</p> <ul style="list-style-type: none"> – w Fазie I – do 9 miesięcy; – w Fазie II – do 2 lat; – w Fазie III – do 3 lat. <p>W przypadku obszarów <u>T2, T6</u>:</p> <ul style="list-style-type: none"> – w Fазie I – do 24 miesięcy – w Fазie II – do 3 lat.

Konkursy

Realizacja Programu polega na wyborze projektów w trybie konkursowym, a następnie ich finansowaniu i zarządzaniu nimi w sposób zapewniający osiągnięcie celów Programu. Szczegółowe warunki naboru propozycji zostaną określone w Regulaminie naboru propozycji na tematy badawcze⁵.

Wykonawcy projektów są wybierani w drodze konkursu ogłaszanego przez Dyrektora Centrum zgodnie z art. 36 ust. 1 ustawy o NCBR. Zakłada się, że konkursy **na projekty tematyczne będą do wyczerpania alokacji lub zakończenia Programu.**

Zasadnicze założenia realizacji Programu w celu opracowania optymalnych rozwiązań to:

- realizacja poszczególnych projektów w podziale na fazy (o określonych maksymalnych kosztach dofinansowania ich realizacji), których efektem ma być osiągnięcie określonego rezultatu/kamienia milowego, co jednocześnie warunkuje finansowanie kolejnej fazy projektu;
- możliwość wyboru kilku projektów, których przedmiotem będzie opracowanie alternatywnych rozwiązań tego samego problemu - na etapie przygotowania dokumentacji konkursowej dla danego konkursu, zostanie uwzględniona metoda oceny/porównywania rozwiązań. W przypadku obszarów T1, T3, T4, T5:

⁵ Na poziomie dokumentacji konkursowej zostaną uszczegółowione m.in. ramowe kryteria kwalifikowania projektów do następnej fazy, efekty poszczególnych faz, punktacja/minimalne progi punktowe oraz ewentualnie uwzględnione mechanizmy premiowania projektów dojrzałych w celu zachowania konkurencyjności.

W ramach każdego zakresu tematycznego realizacja projektów będzie podzielona na następujące fazy:

- Faza I – opracowane studium wykonalności techniczno-ekonomiczne wskazujące na zasadność realizacji propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie;
- Faza II – osiągnięcie 6. poziomu gotowości technologicznej (TRL 6) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie;
- Faza III – osiągnięcie co najmniej 8. poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie.

Komitet Sterujący zdefiniuje scenariusze poszczególnych faz w sposób adekwatny do zakresu tematycznego konkursu. (istnieje możliwość pominięcia fazy II, dla dojrzałych projektów wymagających jedynie prac rozwojowych). Proponowany mechanizm zakłada konkurowanie proponowanych rozwiązań zarówno na etapie wyboru projektów, jak i ich realizacji⁶. Poniżej przedstawiono założenia liczby projektów dopuszczonych do realizacji kolejnych faz,⁷

- w Fazie I liczba wniosków, którym zostanie przyznane dofinansowanie, stanowi maksymalnie trzykrotność liczby tematów strategicznych zapisanych w Programie;
- w Fazie II do finansowania przewiduje się około 1/3 projektów rozpoczętych w Fazie I;
- w Fazie III do finansowania kwalifikuje się średnio po jednym projekcie w każdym obszarze, z zastrzeżeniem, że w danym obszarze może być więcej niż jeden projekt i mogą być obszary, gdzie żaden projekt nie uzyska finansowania.

W przypadku obszarów T2, T6:

W ramach każdego zakresu tematycznego realizacja projektów będzie podzielona na następujące fazy:

- Faza I – Prototypowanie układu demonstracyjnego. Obejmuje opracowanie studium wykonalności techniczno-ekonomicznego wskazującego na zasadność realizacji propozycji w skali demonstracyjnej będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie oraz prototyp w postaci modelu cyfrowego/obliczeniowego/fizycznego, czas realizacji do 24 miesięcy,
- Faza II osiągnięcie co najmniej 8 poziomu gotowości technologicznej (TRL 8) propozycji będącej przedmiotem wniosku o dofinansowanie, czas realizacji do 3 lat.

Komitet Sterujący zdefiniuje scenariusze poszczególnych faz w sposób adekwatny do zakresu tematycznego konkursu. Proponowany mechanizm zakłada konkurowanie proponowanych rozwiązań zarówno na etapie wyboru projektów, jak i ich realizacji⁸. Poniżej przedstawiono założenia liczby projektów dopuszczonych do realizacji kolejnych faz,⁹

- w Fazie I liczba wniosków, którym zostanie przyznane dofinansowanie, stanowi maksymalnie dwukrotność liczby tematów strategicznych zapisanych w Programie; liczba ta może ulec zmianie decyzją Komitetu Sterującego.

⁶ Sformułowane kryteria przejść pomiędzy fazami projektów pozwolą na wyselekcjonowanie projektów o wysokiej jakości. Na poziomie dokumentacji konkursowej zostanie doprecyzowany sposób „przechodzenia” projektów pomiędzy fazami.

⁷ Założenia liczby projektów przechodzących do poszczególnych faz zostaną zweryfikowane podczas pierwszego konkursu (tzw. pilotażowego konkursu) i w kolejnych konkursach będą mogły ulec zmianie w związku z doświadczeniami z prowadzonych naborów (głównie pilotażu).

⁸ Sformułowane kryteria przejść pomiędzy fazami projektów pozwolą na wyselekcjonowanie projektów o wysokiej jakości. Na poziomie dokumentacji konkursowej zostanie doprecyzowany sposób „przechodzenia” projektów pomiędzy fazami.

⁹ Założenia liczby projektów przechodzących do poszczególnych faz zostaną dostosowane w zapisach regulaminu konkursu, mogą ulec zmianie decyzją Komitetu Sterującego.

- w Fazie II do finansowania kwalifikuje się nie więcej niż jeden projekt w każdym obszarze, z zastrzeżeniem, że w danym obszarze może być więcej niż jeden projekt i mogą być obszary, gdzie żaden projekt nie uzyska finansowania.

Kwoty na poszczególne fazy określi Komitet Sterujący w Regulaminie każdego z konkursów w sposób adekwatny do zakresu tematycznego. Oczekiwane rezultaty, warunki wyboru i realizacji projektów zostaną każdorazowo uszczegółowione w Regulaminie konkursu. Regulamin będzie również określać wymagania dotyczące zbieranych danych (tak, aby możliwe było stworzenie na ich podstawie jednego zbioru), a także (na podstawie uzyskanych danych) definiować standardy oceny rozwiązań. W przypadku niespełnienia minimalnej liczby projektów decyzję o dalszej kontynuacji prac nad tematem podejmie Komitet Sterujący na podstawie oceny zaawansowania prac oraz potencjału wykonawców.

Maksymalna wartość dofinansowania pojedynczego projektu w kolejnych fazach wynosi:

- w Fazie I – 100 tys. PLN,
- w Fazie II – max 20 mln PLN, przy budżecie fazy II - 200 mln PLN,
- w Fazie III – max 100 mln PLN, przy budżecie fazy III 600 mln PLN.

W przypadku obszarów T1, T3, T4, T5:

- w Fazie I – 100 tys. PLN,
- w Fazie II – max 20 mln PLN, przy budżecie fazy II - 200 mln PLN,
- w Fazie III – max 100 mln PLN, przy budżecie fazy III 600 mln PLN.

W przypadku obszarów T2, T6:

- w Fazie I – do 25 mln PLN¹⁰
- w Fazie II – do 100 mln PLN (lub 150 mln PLN ¹¹)

Dofinansowanie na realizację projektów będzie przekazywane na podstawie podpisanych umów. Ich rozliczanie będzie się odbywać zgodnie z obowiązującymi w Centrum procedurami. Przekazywanie kolejnych transz środków finansowych będzie uzależnione od akceptacji/przyjęcia wyników kolejnych faz, przedstawienia przez wykonawców konkretnych produktów i mierzalnych rezultatów.

2.5. Rozdział 6: Sposób monitorowania i oceny realizacji celów Programu otrzymuje następujące brzmienie:

W celu umożliwienia skutecznego monitorowania i oceny stopnia realizacji celów Programu w odniesieniu do celu głównego oraz każdego celu częściowego zaproponowano zestaw mierzalnych wskaźników¹², obejmujących kwantyfikowalne wyniki planowane do uzyskania w ramach Programu.

Wskaźniki wpływu (impact indicators) mierzą efekty Programu w dłuższej perspektywie czasu i pokazują trwałe zmiany, wykraczające poza bezpośrednie i natychmiastowe rezultaty finansowanych projektów. Tym samym, wskaźniki wpływu można uważać za miernik stopnia realizacji celu głównego Programu. Wskaźniki

¹⁰ Dokładne kwoty alokacji na poszczególne obszary będą wskazane przez Komitet sterujący w regulaminie konkursu.

¹¹ Dokładne kwoty alokacji na poszczególne obszary będą wskazane przez Komitet sterujący w regulaminie konkursu.

¹² W Regulaminie konkursu (Instrukcji wypełniania wniosku) zostanie zawarte wyjaśnienie/wskazówki pomiaru w zakresie każdego wskaźnika

wpływu będą mierzone w trakcie ewaluacji ex-post wykonanej 3 lata po zakończeniu Programu m.in. na podstawie raportów oraz ankiet dostarczonych przez wykonawców oraz na podstawie zewnętrznej ewaluacji. W tym punkcie analizie zostanie poddana trwałość oraz upowszechnienie rozwiązań wdrożonych w ramach Programu.

Wskaźniki rezultatu (result indicators) mierzą bezpośrednio rezultaty projektów, które nastąpiły w wyniku ich realizacji i powinny być możliwe do uchwycenia po zakończeniu realizacji projektów. Wskaźniki rezultatu powinny być logicznie powiązane ze szczegółowymi celami Programu. Wskaźniki rezultatu będą mierzone po zakończeniu projektu, a przed upływem 3 lat od zakończenia Programu, na podstawie informacji dostarczonych przez wykonawców np. raportów końcowych oraz ewaluacji.

Wskaźniki produktu (output indicators) są to policzalne, bezpośrednie produkty niezbędne do wytworzenia rezultatów projektów finansowanych w ramach Programu. Wskaźniki produktu będą mierzone w trakcie i po zakończeniu realizacji projektu finansowanego w ramach Programu, na podstawie raportów okresowych oraz raportu końcowego, dostarczonych przez wykonawców.

Szczegółowe wskaźniki zawarte będą w dokumentacji wnioskowej projektów wskazanych do realizacji i winne one być związane w ogólności ze wskaźnikami przedstawionymi poniżej.

Tabela 2 Wskaźniki wpływu Programu

Cel główny: wsparcie osiągnięcia neutralności klimatycznej Polski, poprzez wdrożenie rozwiązań podnoszących bezpieczeństwo energetyczne kraju i zwiększających konkurencyjność polskiej gospodarki				
Lp.	Opis	Wartość bazowa	Wartość docelowa	Rok osiągnięcia ¹³
1.	Liczba demonstracji ostatecznej formy technologii opracowanych w ramach Programu Źródło pomiaru: Ewaluacja ex-post z uwzględnieniem raportów ex-post, danych ogólnodostępnych, ankiet, ewaluacji zewnętrznej Częstotliwość pomiaru: Jednokrotnie, podczas ewaluacji ex-post	0	6	2036
2.	Udział energii pochodzącej z OZE (w tym z odpadów) bazujących na technologiach wytworzonych w ramach programu w ogólnym miksie energetycznym kraju Źródło pomiaru: Ewaluacja ex-post z uwzględnieniem raportów ex-post, danych ogólnodostępnych, ankiet, ewaluacji zewnętrznej Częstotliwość pomiaru: Jednokrotnie, podczas ewaluacji ex-post	0 TWh	2,4-6 TWh	2036

¹³ Rok osiągnięcia wskaźników jest uzależniony od terminu zakończenia i rozliczenia wszystkich projektów.

3.	<p>Wielkość redukcji emisji CO2 w Polsce</p> <p>Źródło pomiaru:</p> <p>Ewaluacja ex-post z uwzględnieniem raportów ex-post, danych ogólnodostępnych, ankiet, ewaluacji zewnętrznej</p> <p>Częstotliwość pomiaru:</p> <p>Jednokrotnie, podczas ewaluacji ex-post</p>	0	4,5 mln Mg CO2	2036
4.	<p>Liczba nawiązanych konsorcjów naukowych/współprac w zakresie B+R między sektorem prywatnym a jednostkami naukowymi</p> <p>Źródło pomiaru:</p> <p>Ewaluacja ex-post z uwzględnieniem raportów ex-post, danych ogólnodostępnych, ankiet, ewaluacji zewnętrznej</p> <p>Częstotliwość pomiaru:</p> <p>Jednokrotnie, podczas ewaluacji ex-post</p>	0	15	2036
5.	<p>Liczba nowozatrudnionych pracowników B+R (ze stopniem doktora) pracujących w przedsiębiorstwach, wdrażających rozwiązania Programu</p> <p>Źródło pomiaru:</p> <p>Ewaluacja ex-post z uwzględnieniem raportów ex-post, danych ogólnodostępnych, ankiet, ewaluacji zewnętrznej</p> <p>Częstotliwość pomiaru:</p> <p>Jednokrotnie, podczas ewaluacji ex-post</p>	0	15	2036

Tabela 3 Wskaźniki rezultatu Programu

Cel cząstkowy C1: wzrost potencjału przemysłu energetyki odnawialnej (w tym prosumenckiej)				
Lp.	Opis	Wartość bazowa	Wartość docelowa	Rok osiągnięcia
1.	<p>Liczba polskich przedsiębiorstw używających technologii wytworzonych w ramach programu działających na rynku energetyki odnawialnej w kraju</p> <p>Źródło pomiaru:</p> <p>Raporty, ewaluacja</p> <p>Częstotliwość pomiaru:</p> <p>Raz do roku, agregacja danych z raportów/ewaluacji</p>	0	15	2036
2.	<p>Liczba prosumentów w kraju używających bezpośrednio bądź pośrednio rozwiązania wytworzone w ramach programu</p> <p>Źródło pomiaru:</p> <p>Raporty, ewaluacja</p>	0	500 000	2036

	Częstotliwość pomiaru: Raz do roku, agregacja danych z raportów/ewaluacji			
Cel cząstkowy C2: rozwój inteligentnej infrastruktury sieciowej (energetycznej)				
3.	Liczba opracowanych w ramach Programu i gotowych do wdrożenia rozwiązań technicznych i organizacyjnych dotyczących magazynowania energii i mikro sieci Źródło pomiaru: Raporty, ewaluacja Częstotliwość pomiaru: Raz do roku, agregacja danych z raportów/ewaluacji	0	2	2036
Cel cząstkowy C3: obniżenie emisyjności energetyki poprzez zwiększenie wykorzystania surowców biodegradowalnych oraz produktów odpadowych				
4.	Liczba opracowanych w ramach Programu i gotowych do wdrożenia zeroemisyjnych rozwiązań technologicznych Źródło pomiaru: Raporty, ewaluacja Częstotliwość pomiaru: Raz do roku, agregacja danych z raportów/ewaluacji	0	5	2036

Tabela 4 Wskaźniki produktu Programu

Lp.	Opis	Wartość bazowa	Wartość docelowa	Rok osiągnięcia ¹⁴
1.	Liczba opracowanych studiów wykonalności w ramach Programu Źródło pomiaru: Raport z I fazy projekty Częstotliwość pomiaru: Corocznie, agregacja danych z raportów dla I fazy projektów	0	40	2023-2032
2.	Liczba prototypów ¹⁵ opracowanych w ramach Programu Źródło pomiaru: Raporty Częstotliwość pomiaru: Corocznie, agregacja danych z raportów okresowych	0	20	2023-2032

¹⁴ Terminy orientacyjne (dane będą agregowane na podstawie informacji we wnioskach i raportach po fazach oraz okresowych raportach).

¹⁵ Dla obszarów T2 i T6 z uwzględnieniem modeli cyfrowych/obliczeniowych/fizycznych

3.	Liczba zgłoszeń patentowych i zgłoszeń wzorów użytkowych dokonanych w wyniku realizacji Programu przez jednostki naukowe i przedsiębiorstwa Źródło pomiaru: Raporty Częstotliwość pomiaru: Corocznie, agregacja danych z raportów okresowych	0	10	2023-2032
4	Liczba doktorów (osób ze stopniem doktora) nauk związanych z tematyką programu/projektu zatrudnionych w przedsiębiorstwach wchodzących w skład konsorcjum, do czasu zakończenia projektu i w okresie jego trwałości Źródło pomiaru: Raporty Częstotliwość pomiaru: Corocznie, agregacja danych z raportów okresowych	0	30	2023-2032
5.	Liczba współautorskich publikacji jednostek naukowych i przedsiębiorców, dotyczących wyników prac B+R uzyskanych w ramach Programu (w czasopiśmie i materiałach konferencyjnych posiadających IF min 2,0) Źródło pomiaru: Raporty Częstotliwość pomiaru: Corocznie, agregacja danych z raportów okresowych	0	2,0	2023-2032

W trakcie realizacji Programu będzie prowadzona jego ewaluacja, w szczególności w celu rozstrzygnięcia, czy kontynuacja Programu prowadzi do osiągnięcia jego celów oraz czy jest on zgodny z celami polityki naukowej państwa i polityki wspierania innowacyjności. Po zakończeniu realizacji Programu będzie przeprowadzona ewaluacja mająca na celu w szczególności ocenę stopnia osiągnięcia jego celów, a w przypadku ich nieosiągnięcia – określenie przyczyn niepowodzenia. Proces ewaluacji będzie realizowany zgodnie z obowiązującą w NCBR Procedurą PP_1.1.4-1 Ewaluacja programu

2.6. Rozdział 8: Harmonogram realizacji Programu otrzymuje następujące brzmienie:

Program ustanawiany jest na okres 2020 – 2036 z możliwością wydłużenia lub skrócenia czasu trwania Programu. Harmonogram realizacji programu obejmuje trzy etapy: (1) przygotowania do uruchomienia Programu, (2) wdrażanie Programu oraz (3) ewaluację ex-post Programu.

Ramowy harmonogram¹⁶ realizacji Programu zakłada:

- 2020: przygotowanie do uruchomienia Programu
- 2021 - 2036: wdrażanie Programu
- 2021 – 2025/2026: organizację konkursów, wybór projektów
- 2022 - 2032: realizację wybranych projektów

¹⁶ Harmonogram może ulec zmianie w zależności od przebiegu poszczególnych elementów wdrażania Programu.

2024 - 2026: analizę i ewaluację śródkresową Programu

2026 - 2032: analizę wyników zakończonych projektów

2029 - 2036: ewaluację ex-post Programu

Czas trwania naboru będzie określony w regulaminie konkursu, analogiczny czas przewiduje się na rozstrzygnięcie konkursu (zakończone publikacją list rekomendowanych wniosków o dofinansowanie). Szczegółowy harmonogram realizacji Programu proponuje Komitet Sterujący mając na względzie dostępny budżet NCBR na rok bieżący oraz kolejne lata realizacji Programu.

2.7 Rozdział 9: Budżet i plan finansowy Programu oraz źródła finansowania otrzymuje następujące brzmienie:

Na budżet Programu składają się:

- środki NCBR na realizację Programu wynoszące 800 mln PLN i pochodzące z dotacji celowej na realizację strategicznych programów badań naukowych i prac rozwojowych, o której mowa w art. 46 ust. 1 pkt 1 ustawy o NCBR;
- środki pozabudżetowe – środki przedsiębiorców i innych instytucji działających w obszarze Programu.

W przypadku obszarów T1, T3, T4, T5:

Przewiduje się możliwość zmiany wysokości budżetu w trakcie jego realizacji w wyniku wydłużenia/skrócenia czasu trwania Programu lub odbiegającej od przewidywań liczby wniosków rekomendowanych do III fazy..

Możliwość udzielania wsparcia na realizację projektów przez NCBR, na podstawie Rozporządzenia MNiSW z dnia 19 sierpnia 2020 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju przedstawiono w Tabeli 6.1¹⁷

Tabela 5.1 Poziomy dofinansowania udzielanego przez NCBR na zadania wykonywane w ramach projektów

Rodzaj zadania	Faza projektu	Maksymalny poziom dofinansowania kosztów kwalifikowanych dla:			
		jednostek naukowych	Przedsiębiorstw		
			Małych	średnich	dużych
wykonanie studium wykonalności	I	100%	70%	60%	50%
badania podstawowe	II	100%	100%	100%	100%
badania przemysłowe	II	100%	80%	75%	65%
eksperymentalne prace rozwojowe	II, III	100%	60%	50%	40%
prace przedwdrożeniowe	II, III	-	90% w przypadku pomocy de minimis na wsparcie komercjalizacji, 50% w przypadku pomocy publicznej na pokrycie	90% w przypadku pomocy de minimis na wsparcie komercjalizacji	90% w przypadku pomocy de minimis na wsparcie komercjalizacji

¹⁷ Wsparcie będzie udzielone w wysokości zgodnej z obowiązującą w dniu udzielania pomocy wersją Rozporządzenia w sprawie udzielania pomocy publicznej za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. W przypadku zmiany przepisów rozporządzenia maksymalny poziom dofinansowania może ulec zmianie w stosunku to tego wskazanego w tabeli.

			kosztów usług doradczych		
--	--	--	--------------------------	--	--

W przypadku obszarów T2, T6:

Przewiduje się możliwość zmiany wysokości budżetu w trakcie jego realizacji w wyniku wydłużenia/skrócenia czasu trwania Programu lub odbiegającej od przewidywań liczby wniosków rekomendowanych do II fazy.

Możliwości udzielania wsparcia na realizację projektów przez NCBR, na podstawie Rozporządzenia MNiSW z dnia 19 sierpnia 2020 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju przedstawiono w Tabeli 6.2¹⁸

Tabela 6.2 Poziomy dofinansowania udzielanego przez NCBR na zadania wykonywane w ramach projektów

Rodzaj zadania	Faza projektu	Maksymalny poziom dofinansowania kosztów kwalifikowanych dla:			
		jednostek naukowych	Przedsiębiorstw		
			Małych	średnich	dużych
wykonanie studium wykonalności	I	100%	70%	60%	50%
badania przemysłowe	I, II	100%	80%	75%	65%
eksperymentalne prace rozwojowe	I,II	100%	60%	50%	40%
prace przedwdrożeniowe	II,	-	90% w przypadku pomocy de minimis na wsparcie komercjalizacji, 50% w przypadku pomocy publicznej na pokrycie kosztów usług doradczych	90% w przypadku pomocy de minimis na wsparcie komercjalizacji	90% w przypadku pomocy de minimis na wsparcie komercjalizacji

W przypadku nieprzekroczenia alokacji na poszczególne fazy realizacji projektów możliwe jest uruchomienie kolejnych konkursów.

Koszty zarządzania Programem, w tym koszty wynagrodzeń pracowników NCBR zaangażowanych we wdrażanie Programu, koszty oceny wniosków o dofinansowanie wykonywanych przez niezależnych ekspertów oraz koszty związane z działalnością Komitetu Sterującego Programu, będą pochodziły z dotacji podmiotowej na pokrycie bieżących kosztów zarządzania zadaniami realizowanymi przez NCBR, o których mowa w art. 46 ust. 1 pkt 2 ustawy o NCBR. Zakłada się, że koszty zarządzania Programem nie przekroczą 5% budżetu NCBR przeznaczanego na finansowanie projektów w ramach Programu.

¹⁸ Wsparcie będzie udzielone w wysokości zgodnej z obowiązującą w dniu udzielania pomocy wersją Rozporządzenia w sprawie udzielania pomocy publicznej za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. W przypadku zmiany przepisów rozporządzenia maksymalny poziom dofinansowania może ulec zmianie w stosunku to tego wskazanego w tabeli.

2.8. Rozdział 10: System realizacji i zarządzanie Programem otrzymuje następujące brzmienie:

Nadzór nad realizacją Programu sprawuje Dyrektor Centrum. Strukturę zarządzania realizacją Programu określa Procedura PP_1.1.3.1-1 Uruchomienie i realizacja programu strategicznego badań naukowych i prac rozwojowych (nie dotyczy programu na rzecz obronności i bezpieczeństwa państwa) i obejmuje w szczególności Dyrektora Centrum, Radę Centrum, Komitet Sterujący i koordynatora.

Sposób powołania i zadania Komitetu Sterującego oraz koordynatora Programu są określone w Procedurze PP_1.1.3.1-1 Uruchomienie i realizacja programu strategicznego badań naukowych i prac rozwojowych (nie dotyczy programu na rzecz obronności i bezpieczeństwa państwa)

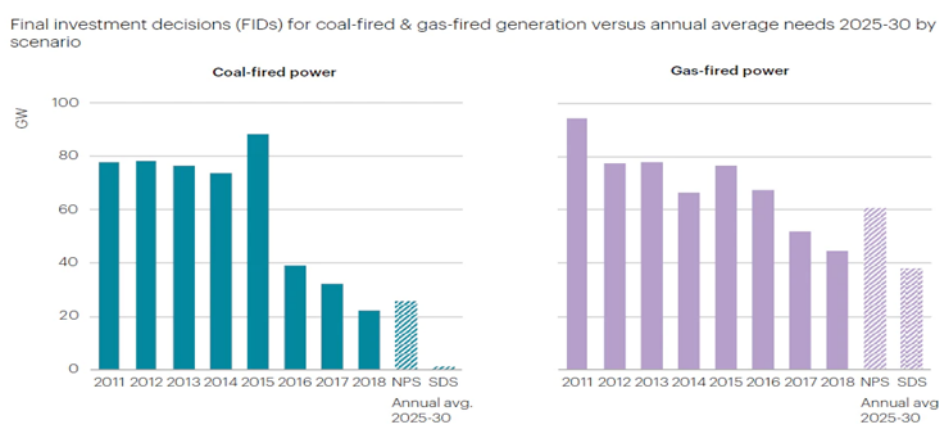
Realizacja Programu obejmuje m.in. ogłaszanie konkursów, wybór beneficjentów, finansowanie projektów obejmujących badania naukowe, prace rozwojowe oraz działania związane z przygotowaniem wyników badań i prac rozwojowych do zastosowania w praktyce. Wykonawcy projektów są wybierani w drodze konkursu ogłaszanego przez Dyrektora Centrum zgodnie z art. 36 ust. 1 ustawy o NCBR. System zarządzania procesami w ramach Programu jest zgodny z procedurami NCBR - najważniejsze z nich wymieniono poniżej¹⁹:

- PP_1.1.3.1-1 Uruchomienie i realizacja programu strategicznego badań naukowych i prac rozwojowych (nie dotyczy programu na rzecz obronności i bezpieczeństwa państwa)
- PP_1.5.3-1 Wprowadzanie zmian do strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych (nie dotyczy programu na rzecz obronności i bezpieczeństwa państwa),
- PP_1.1.2-2 Przygotowanie do wdrożenia programu/przedsięwzięcia
- PG1-2 Wybór wykonawców projektów,
- PP_1.5-1 Nadzór nad wykonaniem i finansowaniem projektu w ramach umowy przez OP
- PP_1.5.3-2 Monitorowanie programu/przedsięwzięcia
- PP_1.2.3-1 Dobór ekspertów i dostarczanie ocen
- PP_1.1.4-1 Ewaluacja programu,
- PW_3.4.1 -1 Postępowanie w sprawie rozpatrywania odwołań od decyzji Dyrektora NCBR w sprawie przyznania środków finansowych na wykonanie projektów, odwołań od promesy finansowania, odwołań od innych decyzji Dyrektora NCBR oraz zażaleń od postanowień wydawanych przez Dyrektora NCBR,
- PP_1.4-1 Planowanie i realizacja kontroli projektów przez NCBR,
- PW_3.4.3-2 Windykacja należności

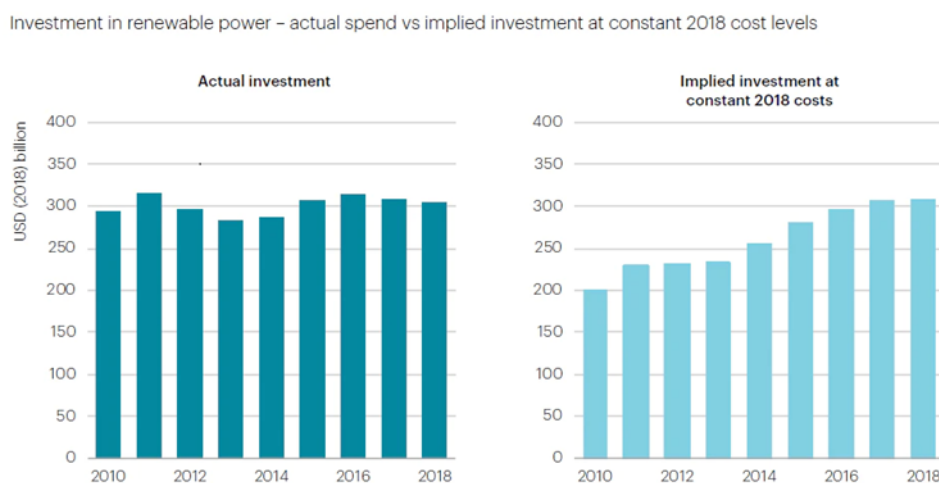
¹⁹ Oznaczenie numeryczne i nazwy wskazanych procedur mogą ulec zmianie w okresie realizacji Programu.

2.9. Załącznik nr 1 Geneza problemu i strategia innowacyjnego rozwoju technologii energetycznych otrzymuje następujące brzmienie

Raport pt. World Energy Investmentⁱⁱⁱ wskazuje, że w 2017 r. wydatki na redukcję emisji i zmianę mixu energetycznego wyniosły 301 mld USD (w 2016r. było to 298 mld USD). Natomiast znaczący spadek odnotowała energetyka jądrowa, z 31 mld USD w 2016r. do 17 mld USD w 2017r. Od trzech lat maleją także inwestycje w moce wytwórcze oparte o węgiel, ropę naftową i gaz - w 2016 r. wyniosły one 146 mld USD, a w 2017r. już 132 mld USD. Na stabilnym poziomie 2 mld USD od lat utrzymują się inwestycje w magazyny energii. Łączne wydatki na wszystkie technologie niskoemisyjne, do których zaliczamy: energetykę odnawialną i jądrową, energetykę paliw kopalnych z CCSU, magazyny energii oraz poprawę efektywności energetycznej wynoszą od 2015r. powyżej 600 mld USD rocznie. Jednocześnie coraz większe są wydatki na B+R w tym obszarze i wynoszą ponad 25 mld USD, przy czym największe w Chinach stanowiąc 0,07% PKB. Aktualne dane przedstawiają Rysunek 1 i Rysunek 2:



Rysunek 1 Historyczne dane dotyczące mocy (GW) energetycznej inwestycji w bloki węglowe (a) i w bloki gazowe (b) oraz uśrednione prognozy na lata 2025-30 wg scenariusza nowej polityki energetycznej (NPS) i rozwoju zrównoważonego (SDS). Rys. 1. Historyczne dane dotyczące mocy (GW) energetycznej inwestycji w bloki węglowe (a) i w bloki gazowe (b) oraz uśrednione prognozy na lata 2025-30 wg scenariusza nowej polityki energetycznej (NPS) i rozwoju zrównoważonego (SDS).



Rysunek 2 Historyczne dane poziomu inwestycji w mld USD - 2018 (a) i w % (b) w energetykę niskoemisyjną i sieci energetyczne w świecie w porównaniu z oczekiwaniami na lata 2025-30 wg scenariusza SDRys.3. Historyczne dane poziomu inwestycji w mld USD-2018 (a) i w % (b) w energetykę niskoemisyjną i sieci energetyczne w świecie w porównaniu z oczekiwaniami na lata 2025-30 wg scenariusza SD.

Komisja Europejska opracowała już w 2008r. Strategic Energy Technologies Plan - SET Plan^{iv,v}, który jest corocznie uaktualniany. Określa on dziesięć podstawowych działań na rzecz badań i innowacji. Działania dotyczą całego łańcucha innowacji, od badań po wprowadzenie na rynek, a także dotyczą finansowania i ram regulacyjnych.

Wymienia się następujące działania:

- integracja technologii odnawialnych w systemach energetycznych,
- obniżenie kosztów technologii,
- nowe technologie i usługi dla konsumentów,
- odporność i bezpieczeństwo systemów energetycznych,
- nowe materiały i technologie dla budynków,
- efektywność energetyczna dla przemysłu,
- konkurencyjność w globalnym sektorze akumulatorów i e-mobilność,
- paliwa odnawialne i bioenergia,
- wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla,
- bezpieczeństwo jądrowe.

W następstwie SET Planu powołano Europejskie Platformy Technologii i Innowacji, które zostały utworzone w celu wspierania realizacji założeń SET Planu, łącząc kraje UE, przemysł i naukowców w kluczowych obszarach technologicznych. Promują one wykorzystanie nowych technologii energetycznych na rynku poprzez łączenie funduszy, umiejętności i infrastruktury badawczej.

Kilkanaście lat temu, kiedy wprowadzono plan Strategicznych Technologii Energetycznych (SET-Plan), transformacja energetyczna była w przygotowaniu, ale wciąż wyglądała na odległą. Obecnie trwa radykalna transformacja sposobu wytwarzania i wykorzystywania energii w celu zaspokojenia potrzeb społecznych. Czyste odnawialne źródła energii stopniowo zastępują paliwa kopalne. Rozwijają się wielkoskalowe magazyny energii zarówno elektryczne^{vi} jak i chemiczne w postaci wodoru^{vii}.

Wiele wskazuje na to, że sektor energetyczny zmierza w nowym kierunku. Znaczący postęp technologiczny obniżył koszty energii odnawialnej - często drastycznie, jak w przypadku wiatru, fotowoltaiki i akumulatorów i zwiększył ich wydajności. Zwiększył się członkowski udział wykorzystania energii odnawialnej z 9,7% w 2007r. do 16,4% w 2015r.

W wyniku długich negocjacji, w połowie 2019 roku, UE przyjęła zbiór regulacji zwany „Pakiem Zimowym”, w ramach którego ustanowiono cele redukcyjne, OZE i efektywnościowe w perspektywie roku 2030r.:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w porównaniu z emisją z 1990r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005r.: -43% w sektorach EU ETS i -30% w non-ETS);
- co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto;
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5% w odniesieniu do scenariusza bazowego zwanego PRIMES 2007.

W listopadzie 2019 r., w wyniku negocjacji pomiędzy grupami politycznymi, powróciły jeszcze bardziej ambitne cele, czyli osiągnięcie neutralności klimatycznej gospodarki europejskiej w 2050 r. Zostało to wyrażone w dokumencie o charakterze politycznym zwanym European Green Deal^{viii} (Europejski Zielony Ład). Celem tej inicjatywy jest uczynienie z Europy pierwszego kontynentu neutralnego pod względem klimatu do 2050r. przy jednoczesnym zwiększeniu konkurencyjności przemysłu.

Już w 2018 r. Komisja Europejska przedstawiła długoterminową strategiczną wizję ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (Clean Planet for All)^{ix}, pokazując, jak Unia Europejska może wyznaczyć światu drogę do neutralności klimatycznej^x tworząc gospodarkę o zerowej emisji gazów cieplarnianych netto. Wizja Komisji Europejskiej ukazuje siedem głównych elementów strategicznych:

- zwiększenie efektywności energetycznej w budownictwie i przemyśle;
- maksymalizacja wykorzystania odnawialnych źródeł energii;
- przyjęcie zasad czystej i bezpiecznej elektromobilności;
- konkurencyjny przemysł UE i gospodarka obiegu zamkniętego jako kluczowe czynniki redukcji emisji gazów cieplarnianych;
- rozwój odpowiedniej inteligentnej infrastruktury sieciowej i wzajemnych połączeń;
- pełne wykorzystanie zalet biogospodarki;
- rozwiązanie problemu emisji CO₂ za pomocą wychwytywania, składowania i wykorzystania dwutlenku węgla (CCSU).

W dokumencie tym, zwraca się szczególną uwagę na rolę badań naukowych i innowacyjnych rozwiązań. Dobrze skoordynowany program badań strategicznych, innowacji i inwestycji pozwoli obniżyć koszty już istniejących rozwiązań zeroemisyjnych i pracować nad nowymi. Z tego powodu Komisja Europejska opracowała program badań i rozwoju zwanym Horizon Europe^{xi}, obejmujący perspektywę 2021-2027.

W ramach Horizon Europe Komisja zaproponowała zainwestowanie ok. 35% ze 100 mld euro budżetu, w cele związane z klimatem poprzez rozwój innowacyjnych i efektywnych ekonomicznie rozwiązań. Unijne prace badawcze powinny koncentrować się na transformacyjnych rozwiązaniach neutralnych pod względem emisji gazów cieplarnianych w obszarach takich jak:

- wykorzystanie elektryczności, poprzez odnawialne źródła energii i inteligentne sieci;
- ogniwa wodorowe i paliwowe;
- magazynowanie energii;
- transformacja energochłonnych gałęzi przemysłu na technologie bezemisyjne ;
- gospodarka o obiegu zamkniętym;
- biogospodarka;
- zrównoważone praktyki w rolnictwie i leśnictwie.

W procesie transformacji energetycznej wiodąca rola przypada USA i Chinom^{xii, xiii, xiv, xv} które posiadają największą moc źródeł energii odnawialnych w świecie, odpowiednio 180 i 404 GW, przy 113 GW zainstalowanych w Niemczech.

Nowa polityka energetyczna UE stymulowana poprzez polityczne akty znajduje także mocne odzwierciedlenie w polityce ograniczenia emisji w wiodących korporacjach międzynarodowych.^{xvi, xvii, xviii, xix, xx, xxi}

Międzynarodowa Agencja Energii (International Energy Agency IEA) w raporcie Energy Technology Perspectives 2017^{xxii} podkreśla rolę badań i rozwoju innowacji w energetyce we wspieraniu kluczowych celów polityki klimatyczno-energetycznej, zapewniając jednocześnie bezpieczną, niezawodną i niedrogą energię.

Konieczna będzie wg Raportu interwencja Państwa na wszystkich etapach cyklu życia innowacji, od wczesnych badań, rozwoju i demonstracji (R&D) po wdrożenie przedkomercyjne. Okres do 2030 r. jest krytycznym oknem dla promowania badań i rozwoju, które mogą wspierać innowacje i ulepszenia wydajności technologii potrzebne do głębokich redukcji emisji gazów cieplarnianych, które będą miały miejsce w okresie po 2030 r.

Rząd Polski uwzględniając politykę unijną opracował i przedłożył Komisji Europejskiej Krajowy Plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (dalej: KPEiK)^{xxiii}, który przedstawia założenia i cele oraz działania na rzecz realizacji głównych kierunków tej polityki obejmujące:

- bezpieczeństwo energetyczne;
- wewnętrzny rynek energii Unii Europejskiej;
- efektywność energetyczną;
- obniżenie emisyjności gospodarki;
- badania naukowe, innowacyjność i konkurencyjność.

Wyznacza przy tym następujące cele klimatyczno-energetyczne Polski na 2030r.:

- 7% redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem ETS w porównaniu do poziomu w roku 2005;
- 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym przeznaczonych na sprawiedliwą transformację), uwzględniając:
 - 14% udziału OZE w transporcie,
 - roczny wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 pkt. proc. średniorocznie.
 - wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES2007,
 - redukcję do 56-60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej.

Polityka na rzecz energii i klimatu zintegrowana jest ze współczesnym trendem gospodarczym i społecznym zwanym gospodarką obiegu zamkniętego - GOZ^{xxiv}. Podstawą koncepcji GOZ jest założenie, że wszystkie elementy łańcucha produkcyjnego produkty, materiały oraz surowce pozostają w obiegu tak długo, jak jest to możliwe. Natomiast wytwarzanie odpadów powinno być ograniczone do minimum. Przejście na model gospodarki o obiegu zamkniętym wymaga podejmowania odpowiednich działań na wszystkich etapach cyklu życia produktu, zaczynając od pozyskania surowca, przez projektowanie, produkcję, konsumpcję, zbieranie odpadów i ich zagospodarowanie. W tym modelu gospodarczym kluczową rolę oprócz surowców podstawowych odgrywa energia.

KPEiK powiązany jest z innym dokumentem strategicznym, a mianowicie Polityką Energetyczną Polski do 2040 r. Dokument został przyjęty przez Rząd w lutym 2021 roku. Strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach oraz wyznacza kierunki rozwoju sektora energii z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótkookresowej. W dniu 14 lipca 2021 r. Komisja Europejska przyjęła pakiet „Fit for 55”, który dostosowuje istniejące przepisy dotyczące klimatu i energii, aby osiągnąć nowy cel UE, jakim jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) o co najmniej 55 % do 2030 r. Pakiet „Fit for 55” jest częścią Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest zdecydowane wprowadzenie UE na drogę do neutralności klimatycznej do 2050 r. Kluczowym elementem pakietu „Fit for 55” jest nowelizacja dyrektywy w sprawie energii odnawialnej (RED II). W ramach planu REPowerEU (maj 2022 r.) Komisja zaproponowała dalsze podniesienie celu OZE do 45% udziału do 2030 r. Negocjacje trójstronne pomiędzy Parlamentem, Radą i Komisją zakończono 30 marca 2023 r. porozumieniem w zakresie celu zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych do 42,5 % do 2030 r.

Spośród pozostałych strategii wynikających z SOR, PEP najsilniej wiąże się z Polityką Ekologiczną Państwa 2030 (PEP2030) i Strategią zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku w odniesieniu do redukcji emisji CO₂ i zanieczyszczeń oraz tzw. niskiej emisji, Strategią zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030 w odniesieniu do wykorzystania potencjału rolnictwa i obszarów wiejskich na cele energetyczne, i Krajową strategią

rozwoju regionalnego w kontekście wzajemnych relacji sektora energii i produktywności gospodarki oraz rozwoju kraju.

Istotne jest, aby wspólne inicjatywy projektów badawczych i wdrożeniowych przyniosły dodatni efekt synergii współpracy pozwalający na przyspieszenie rozwoju i wdrażania innowacyjnych technologii energetycznych. Mając na uwadze aktualny kształt sektora oraz kierunek jego zmian największe oczekiwania wiąże się z rozwojem efektywnych ekonomicznie niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii, poprawy efektywności energetycznej, jak również magazynowania energii i digitalizacji systemu elektroenergetycznego. Bardzo pożądane są rozwiązania pozwalające na rozwój mocy opartych o odnawialne źródła energii w sposób nie zagrażający bezpieczeństwu pracy Krajowego Systemu Energetycznego.

Potrzeby krajowego sektora energetycznego są zbieżne z preferencjami wskazanymi w planie Krajowych inteligentnych Specjalizacji^{xxv}(KIS) w zakresie udzielania wsparcia prac badawczych, rozwojowych i innowacyjności (B+R+I) w ramach nowej perspektywy finansowej na lata 2014-2020. Należą do tych kategorii m.in.

- Biogospodarka rolno-spożywcza, leśno-drzewna i środowiskowa
 - Innowacyjne technologie, procesy i produkty sektora rolno-spożywczego i leśno-drzewnego
 - Biotechnologiczne i chemiczne procesy, bioprodukty i produkty chemii specjalistycznej oraz inżynierii środowiska
- Zrównoważona energetyka
 - Wysokosprawne, niskoemisyjne i zintegrowane układy wytwarzania, magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii
 - Inteligentne i energooszczędne budownictwo
 - Rozwiązania transportowe przyjazne środowisku
- Gospodarka o obiegu zamkniętym – woda, surowce kopalne, odpady

Wszystkie wymienione w analizowanych dokumentach cele znajdują także odzwierciedlenie w obszernym przeglądzie ekspertów z kilkudziesięciu krajów pt. Innovation priorities to transform the energy system^{xxvi} (International Renewable Energy Agency). Wskazuje się listę obszarów tematycznych podzielonych na trzy grupy, które w różnym stopniu wymagają wsparcia w osiągnięciu dojrzałości rynkowej dla danej grupy technologii. Niewątpliwie do obszarów tematycznych o największej dojrzałości (Technology Rediness Level - TRL) można zaliczyć technologie wiatrowe i fotowoltaiczne, natomiast to grupy wymagających większego wsparcia na niższym poziomie technologicznym (TRL) wchodzi np. technologie wodorowe.

2.10. Załącznik nr 2 Diagnoza problematyki ujętej w Programie wraz z propozycją rozwiązań

Pkt. T2.1 Energetyka wiatrowa na lądzie otrzymuje następujące brzmienie

Analiza strategiczności tematyki

Problem:

W sektorze energii elektrycznej z OZE kluczową rolę odegra lądowa energetyka wiatrowa (z czasem wspierana morskimi farmami wiatrowymi). Według scenariusza prekonsultacyjnego opracowanego w czerwcu 2023 r. przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w ramach planowanej aktualizacji KPEiK oraz PEP2040, całkowita moc energetyki wiatrowej na lądzie w 2040 roku może wzrosnąć do blisko 20 GW, przy czym w 2022 r. było to 8.3 GW. Na drodze do utrzymania na odpowiednio wysokim poziomie technicznym istniejących zdolności wytwórczych oraz rozwoju nowych stoją bariery uniemożliwiające efektywne wykorzystanie potencjału

technicznego i ekonomicznego lądowych farm wiatrowych w Polsce. Problem ten i stojące za nim ograniczenia mogą być rozwiązywane w ramach co najmniej dwóch kierunków innowacji energetycznych wskazanych w KPEiK: (1) „optymalizacja wykorzystania zasobów” (2) „efektywne wytwarzanie energii łączące ograniczenie wpływu na środowisko z bezpieczeństwem energetycznym”.

Cel:

Zdecydowana poprawa możliwości wykorzystania potencjału technologii energetyki wiatrowej w warunkach polskich.

Stan obecny:

Wg danych PSE, w kwietniu 2023 r. moc osiągalna źródeł farm wiatrowych (FW) w Polsce wyniosła ok. 9,5 GW. W tym samym miesiącu weszły w życie przepisy znowelizowanej ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, wprowadzające minimalną odległość turbiny wiatrowej od zabudowań mieszkalnych wynoszącą 700 m przy jednoczesnym zwiększeniu roli społeczności lokalnych w procesie planowania lokalizacji nowych elektrowni wiatrowych. W lipcu 2024 r. wchodzi w życie kolejne przepisy ustawy przewidujące, że inwestor ma oferować co najmniej 10 proc. mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej mieszkańcom gminy, którzy korzystaliby z energii elektrycznej na zasadzie prosumenta wirtualnego. Rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce wiąże się także z wyzwaniem eksploatacyjnym, powodującym koniecznością wymiany do 2030 roku ok. 3000 MW z istniejących obecnie mocy zainstalowanych na najbardziej nowoczesne technologie.

Stan docelowy:

- Optymalne ze względów technicznych, gospodarczych i społecznych oraz najbardziej efektywne wykorzystanie potencjału ekonomicznego energetyki wiatrowej ocenianego ogółem (istniejące i nowe lokalizacje) na 20 GW w 2040 r.;
- Redukcja kosztów wytwarzania energii ze wszystkich nowobudowanych elektrowni wiatrowych do poziomu poniżej 160 PLN/MWh, tj. do poziomu niemal dwukrotnie niższego niż obecny średni koszt wytwarzania energii z krajowego systemu energetycznego i dwukrotnie niższego niż koszt wytwarzania energii z farm wiatrowych budowanych w 2005 r.

Strategiczna tematyka:

Lądowa energetyka wiatrowa tzw. „on-shore wind” w Polsce rozwija się intensywnie od 2005 r. i ma najwyższą moc zainstalowaną ze wszystkich rodzajów odnawialnych źródeł energii (OZE). Według EurObserv'ER, z mocą zainstalowaną przekraczającą 8 GW w farmach wiatrowych Polska na koniec 2022 roku zajęła 7 miejsce w UE. Wprowadzona w 2023 roku liberalizacja tzw. ustawy odległościowej umożliwia rozpoczęcie wielu nowych inwestycji w lądowe farmy wiatrowe, w tym mocy zakontraktowanych w aukcyjnym systemie wsparcia OZE i na zasadach rynkowych w ramach tzw. korporacyjnych umów sprzedaży energii (ang. PPA). Spodziewany w kolejnych latach przyrost nowej mocy rzędu 1 GW rocznie uczyni z Polski w najbliższych latach trzeci lub czwarty rynek inwestycji w lądowej energetyce wiatrowej w UE, po Hiszpanii, Szwecji, ew. Francji lub Niemczech. Wkrótce moce polskich farm wiatrowych przekroczą 10 GW. Wg Instytutu Energetyki Odnawialnej całkowity potencjał ekonomiczny lądowych farm wiatrowych do 2030r., przy uwzględnieniu realnych i racjonalnych ograniczeń, wynosi 22 GW. KPEiK otwiera pewne możliwości wykorzystania tego potencjału, zapowiadając „rozbudowę sieci w północnej, północno-zachodniej Polsce z uwagi na fakt, że tam chętnie lokowane są farmy wiatrowe z uwagi na dobre warunki wietrzne”, ale problemów jest znacznie więcej.

Na przeszkodzie pełnej realizacji tego potencjału stoją przepisy ograniczające lokalizację farm wiatrowych (częściowo zliberalizowane w 2023 roku), które utrudniają lokalizację największych i najnowszych turbin

wiatrowych (a zarazem najbardziej efektywnych w warunkach polskich) oraz fakt, że wkrótce wiek starszych turbin wiatrowych zacznie przekraczać 20 lat i wobec naturalnych ubytków mocy konieczna będzie ich wymiana na nowsze technologie. Ponadto rozwój oraz doskonalenie narzędzi do prognozowania wytwarzania energii z elektrowni wiatrowych jest jednym z priorytetów Krajowych Inteligentnych Specjalizacji (wersja obowiązująca od 13 lutego 2023 r.)

Bez dalszego rozwoju lądowych farm wiatrowych Polska natrafi na poważne problemy z realizacją unijnych zobowiązań w zakresie zwiększania udziałów energii z OZE, redukcji emisji CO₂. Zbyt wolny lub nieefektywny rozwój energetyki wiatrowej utrudni też walkę rządu o niskie ceny energii, które mogą być kluczowe w utrzymaniu konkurencyjności polskiej gospodarki (lądowe farmy wiatrowe są obecnie najtańszym w Polsce źródłem energii elektrycznej, ceny energii kontraktowane w aukcjach schodzą poniżej 200 zł/MWh). Realnym problemem w rozwoju energetyki wiatrowej jest zatem zapewnienie efektywnej eksploatacji i obsługi istniejących farm wiatrowych, jak i ich „repowering” na nowe technologie o wyższej produktywności oraz optymalna lokalizacja nowych farm wiatrowych z wykorzystaniem najnowszych typów turbin, przy jednoczesnym zwiększaniu poparcia społecznego dla tego typu inwestycji, również poprzez bezpośrednie zaangażowanie gospodarstw domowych w rolę prosumentów wirtualnych

Należy zwrócić uwagę na wskazane przez Polskie Sieci Energetyczne w projekcie Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 (PRSP) z dn. 9 grudnia 2019 r. wyliczenia współczynnika LOLE (ang. Loss of Load Expectation) mówiącego o ilości godzin w ramach deficytu mocy. Wg PRSP w wariantcie braku mechanizmów mocowych przekroczenie założonego standardu bezpieczeństwa następuje w roku 2026, a wskaźnik LOLE osiąga wartość 660 h/rok. Rozwiązaniem na braki w generacji energii elektrycznej w najbliższych latach są lądowe farmy wiatrowe, których współczynnik wykorzystania mocy wynosi już w najnowszych projektach ponad 40%.

Skala wdrożeń:

Ze względu na duży obszar terenów otwartych (rolniczych) i stosunkowo niską gęstość zaludnienia Polska posiada jeden z największych w Europie potencjałów lądowej energetyki wiatrowej. Po uwzględnieniu ograniczeń środowiskowych potencjał techniczny Polski porównywalny jest z Niemcami. Dodatkowo, wprowadzenie w ostatnich latach technologii opartej na turbinach wiatrowych o dużych wirnikach (wzrost stosunku powierzchni omiatanej wirnikiem do mocy generatora) spowodowało, że tereny, które do tej pory nie mogły być w sposób opłacalny ekonomicznie wykorzystane na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej obecnie mogą być rozważane jako potencjalne lokalizacje. W Polsce centralnej średni czas wykorzystania mocy dla nowych farm wiatrowych (opartych o ww. technologie) wzrósł z 2000h do 2800-3000 h/rok. Równocześnie tego typu turbiny, ze względu na duże rozmiary budzą opór społeczny (niekoniecznie uzasadniony), a także trudno wprowadzić je do planów zagospodarowania przestrzennego (wymaga to kosztownych studiów planistycznych, których koszty przekraczają możliwości finansowe samorządów). Rozwój nowych metod planowania farm wiatrowych oraz możliwości ich integracji z siecią elektroenergetyczną, w tym systemów prognozowania wydajności i magazynowania, może pozwolić na lepsze wykorzystanie potencjału krajowego oraz eksport usług (np. IT) do innych krajów. Ponadto większe rozmiary turbin generują nowe wyzwania w zakresie transportu, instalacji oraz obsługi i serwisowania maszyn.

Rozwijając energetykę wiatrową Polska powinna szukać atrakcyjnego miejsca w światowym i krajowym łańcuchu dostaw i łańcuchu wartości. Zgodnie z najnowszą wersją Strategic Energy Technology Plan - tzw. SET-Plan (z września 2019), dostawa samych turbin stanowi około 33-40% całkowitych kosztów „projektu wiatrowego” (koszty instalacji to 20-25%, a koszty dostawy fundamentów 15-18%). Polskie firmy mogą mieć istotny udział w

kosztach dostaw turbin wiatrowych na rynek krajowy, ale mogą wręcz być wiodące jeśli chodzi o wykonawstwo, a w szczególności realizację fundamentów,

Nakłady inwestycyjne na planowane farmy wiatrowe, w których mają też udział środki publiczne, powinny być wydane jak najbardziej efektywnie i służyć pobudzeniu innowacji technologicznych. Poprawa, dzięki programowi badawczemu, warunków realizacji inwestycji umożliwi w kolejnych latach 2025-2030 realizację nowych inwestycji przy akceptacji społecznej, na zasadach w pełni komercyjnych (mobilizacja środków prywatnych, bez udziału środków publicznych) oraz obniżanie szkodliwych emisji z energetyki i kosztów energii w gospodarce.

Horyzont czasowy:

Rozwiązanie problemu (stan docelowy w postaci kolejnego przełomu w obniżeniu kosztów produkcji energii i efektywnego wykorzystania potencjału ekonomicznego odnawialnych zasobów energii) powinno nastąpić w 2030 r. Efekty działań na rzecz poprawy lokalizacji, integracji z systemem energetycznym i prognozowania oraz zwiększenie możliwości magazynowania energii w magazynach energii (w tym w ciepłe i wodorze) powinny mieć miejsce do 2025 r.

Proponowana metoda rozwiązania

W celu rozwiązania problemów i wyzwań przed którymi stoi szeroko rozumiana energetyka wiatrowa oraz eliminacji barier blokujących rozwój nowoczesnych technologii, niezbędnym jest stworzenie odpowiedniego dla lądowych farm wiatrowych systemu wsparcia innowacji technologicznych, w ramach którego udzielane byłoby dofinansowanie na projekty zapewniające:

- obniżenie kosztów produkcji energii z lądowych farm wiatrowych;
- działania wspierające o charakterze planistycznym, na rzecz optymalnej lokalizacji turbin wiatrowych z uwagi na optymalne wykorzystanie zasobów i minimalizację oddziaływania na środowisko;
- poprawę integracji energetyki wiatrowej z systemem energetycznym oraz rynkiem energii, w tym dokładności i wydłużenia okresu prognozowania generacji energii z elektrowni wiatrowych;
- zwiększenie możliwości magazynowania energii lub zagospodarowania nadwyżek „on site” i „off site” lub dopasowania profilu produkcji energii do profilu jej odbioru w wybranych segmentach rynku energii elektrycznej, ciepła lub green gas (P2X);
- rozwój komponentów elektrowni wiatrowych o dużym potencjale wytwórczym w warunkach krajowych, kluczowych dla obniżenia kosztów energii z farm wiatrowych w całym cyklu życia;
- zwiększenie zaangażowania społecznego w energetykę wiatrową oraz poziom akceptacji społecznej dla lądowych farm wiatrowych.

Kluczowe problemy badawcze do rozwiązania i skomercjalizowania to:

1. Opracowanie ogólnodostępnego informatycznego systemu informacji przestrzennej dla celów lokalizacji turbin wiatrowych, obejmującego m.in. klasy glebowe, pokrycie planami zagospodarowania przestrzennego oraz infrastrukturę, w tym siećową, a także strefy hałasu wokół możliwych lokalizacji farm wiatrowych (z uwzględnieniem infradźwięków, niskich częstotliwości dźwięku oraz hałasu słyszalnego). Oczekowaną formą wdrożenia jest „atlas wiatrowy”, który pomoże inwestorom i samorządom zidentyfikować potencjalnie atrakcyjne miejsca lokalizacji farm wiatrowych (powinien być bardziej funkcjonalny niż światowe rozwiązania firm konkurencyjnych, np. Anemos GmbH).

2. Systemy prognozowania wydajności farm wiatrowych i energetyki wiatrowej w krajowym systemie energetycznym oraz prognozowanie cen energii w celu optymalnego kontraktowania energii w umowach PPA oraz lokalnego bilansowania np. w mikrosieciach.
3. Rozwój zielonego elektrogrzewnictwa (P2H) opartego na niezbilansowanej energii z farm wiatrowych w formule „sectors coupling” z możliwością magazynowania energii w systemach ciepłowniczych (magazynowanie dobowo-tygodniowe).
4. Rozwój technologii produkcji i utylizacji komponentów elektrowni wiatrowych:
 - rozwój powłok dla ultradługich skrzydeł (ultralong blades), tzn. takich o skali 100m i materiałów ograniczających utratę właściwości aerodynamicznych przez skrzydło z uwzględnieniem naprężeń pojawiających się w skrzydle o takiej długości oraz dodatkowych efektów na końcu skrzydła (pękanie powłoki na krawędziach jako efekt hamujący);
 - recycling komponentów elektrowni wiatrowych, w szczególności łopat wirników;

Realizacja projektów powinna skończyć się na poziomie gotowości technologicznej (TRL) 8/9

Potencjał instytucjonalny i społeczny

Branża wiatrowa obsługiwana jest przez kilka politechnik i kilka instytutów badawczych oraz urzędów państwowych (np. Urząd Dozoru Technicznego). W zakresie badań potencjałem dysponują: uczelnie techniczne, instytuty PAN, Sieć Badawcza Łukasiewicz i instytuty resortowe. W zakresie pozyskania technologii, a wcześniej wybudowania instalacji pilotowej – potencjał posiadają przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe działające w obszarze budowy i remontów maszyn i urządzeń energetycznych.

Bardzo ważnym partnerem dla całej branży są samorządy terytorialne, w tym Związek Gmin Wiejskich RP, Związek Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej, które aktywnie działają na rzecz stworzenia optymalnych warunków do dalszego rozwoju energetyki wiatrowej.

Potencjał wykonawczy (beneficjenci/wykonawcy projektów)

Sektor energetyki wiatrowej poza segmentem deweloperskim, inwestorskim dysponuje pokaźnym zapleczem technologicznym i B+R. Polska posiada znaczący potencjał do rozwinięcia łańcucha dostaw z udziałem ponad tysiąca firm produkujących komponenty do elektrowni wiatrowych.

Ostateczni odbiorcy

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej jest największym stowarzyszeniem OZE w Polsce, które zrzesza niemal 100 firm, wśród których jest wielu deweloperów, inwestorów i operatorów farm wiatrowych. Niezwykle ważnym odbiorcą prac są Jednostki Samorządu Terytorialnego (regiony, powiaty, a w szczególności gminy), które realizują działania planistyczne oraz spółki zajmujące się dystrybucją energii.

Pkt. T2.2 Morska energetyka wiatrowa otrzymuje następujące brzmienie:

Analiza strategiczności tematyki

Problem:

Zgodnie z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu (KPEiK) Polska ma plany, aby perspektywie 2030 r. zainstalować na Bałtyku ok. 3.8 GW mocy w morskich farm wiatrowych, a w 2040 r. ok. 8 GW. Pierwsza morska elektrownia wiatrowa w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej zostanie włączona do sieci w 2026 r. Plany te w pełni wpisują się w Europejski Zielony Ład, którego założenia odwołują się w sposób szczególny do wzmocnienia UE jako światowego lidera w morskiej energetyce wiatrowej.

Silną stroną są znaczące zasoby energii wiatru na polskim Bałtyku – ze względu na długą linię brzegową i duże obszary morskie oraz duże prędkości wiatru, porównywalne z najlepszymi lokalizacjami na Morzu Północnym. Trzeba jednak pamiętać, że polskie lokalizacje pod przyszłe inwestycje na morzu znajdują się stosunkowo daleko od lądu, a ich fundamenty będą realizowane na dużych głębokościach, co stanowi wyzwanie dla przemysłu.

Niestety Polska pozostała co najmniej o dekadę w tyle w stosunku do stanu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w innych krajach UE, takich jak Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Holandia, Irlandia, Niemcy, Portugalia, Szwecja, Włochy, , które na koniec 2022 roku dysponowały łączną mocą zainstalowaną ponad 16 GW. W kraju brakuje także realnego doświadczenia we współpracy naukowo-badawczej w tym zakresie. Jednym z ostatnich projektów badawczych z zakresu morskiej energetyki wiatrowej z polskim udziałem (EC BREC/IEO) był projekt "OffshoreGrid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe", zakończony w 2011 roku. Pomimo uwzględnienia w „Krajowym planie działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” z 2010 roku budowy 0,5 GW morskich farm wiatrowych (MFW) do 2020 r., działania inwestycyjne do dnia dzisiejszego pozostają na etapie projektowania. Polska nie włączyła się też we współpracę międzynarodową w ramach tzw. The EU Economic Recovery Plan (UE na rozwój MFW przeznaczyła 565 mln euro, które wsparły projekty niemieckie i duńskie oraz rozwój infrastruktury na rzecz morskich farm wiatrowych na Morzu Północnym). Do budowy MFW w innych krajach i obsługi MFW włączył się polski przemysł okrętowy i morski (np. poprzez dostawy dźwigów pływających oraz konstrukcji betonowych i stalowych) i polskie porty (np. Świnoujście, Gdynia).

Cele:

- Rozwój potencjału firm przemysłowych (przemysł okrętowy) i budowlanych umożliwiający szerokie włączenie się w łańcuch dostaw na tworzonej rynku krajowym, inwestycji w morskie farmy wiatrowe (MFW), a także w określonych atrakcyjnych niszach na szybko rozwijającym się rynku europejskim i perspektywnym rynku azjatyckim;
- Rozwój usług dla operatorów MFW (w tym nowych rozwiązań z zakresu obsługi i eksploatacji) i rozwiązań wspierających integrację MFW z siecią elektroenergetyczną.

Stan obecny:

Dotychczas, w ramach przedwstępnych prac deweloperskich nad projektami MFW wydano ponad 10 pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.

W 2021 roku weszła w życie ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Celem regulacji jest wykorzystanie potencjału energetyki wiatrowej na Bałtyku oraz stworzenie ram prawnych, które wesprą podmioty zainteresowane rozwojem sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, w tym firmy odpowiedzialne za dostarczanie komponentów do budowy wiatraków na morzu (tzw. „local content” inwestycji offshore). Ustawa wprowadziła obowiązek przedstawienia planu udziału materiałów i usług lokalnych w procesie budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej oraz przeprowadzenia dialogu technicznego z zainteresowanymi uczestnikami rynku. Dotychczas dla zagranicznych kontrahentów polskie firmy w ramach zazwyczaj doraźnych, jednorazowych kontraktów dostarczały m.in. konstrukcje betonowe, konstrukcje stalowe, konstrukcję platform montażowych, wieże MFW, barko-pontony offshore z konstrukcjami do układania kabli.

Stan docelowy:

Realizacja do 2030 r. na polskim Bałtyku 3.8 GW mocy w farmach wiatrowych z udziałem krajowych dostaw w nakładach inwestycyjnych wynoszących dla kluczowych komponentów i usług odpowiednio: fundamenty (100%), transport urządzeń specjalizowanymi statkami (100%), wieże (80%), projektowanie, analizy lokalizacyjne i symulacje pracy farm wiatrowych (50%), obsługa i serwisowanie farm wiatrowych (80%).

Strategiczność tematyki:

Wg KPEiK rozwój morskiej energetyki wiatrowej jest jednym z obszarów działań związanych z zagwarantowaniem bezpieczeństwa energetycznego kraju (pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną) oraz komponentem realizacji celu OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.

Analizy Komisji Europejskiej ("Progress on competitiveness of clean energy technologies - 2 & 3 – Windpower", 2021) potwierdzają, że koszty energii z MFW spadają. Bariera kosztu wytworzenia energii 100 EUR /MWh została przekroczona już w 2017 r. Niezwykle szybki rozwój technologii i jej stopniowa komercjalizacja nastąpiła dzięki tzw. kontraktom (aukcjom) różnicowym. Wiodące firmy energetyczne wygrały trzy projekty na takich aukcjach w Niemczech, składając oferty zerowe za MWh, co oznacza, że nie otrzymają żadnej dotacji oprócz ceny hurtowej energii elektrycznej. Projekty te mają zostać oddane do użytku w 2024 i 2025r. Jednym z czynników koszt twórczych, pozwalających na zerowe oferty dotacji, jest oczekiwanie na znacznie większe i bardziej efektywne turbiny do 2024 r., co stwarza określone wymagania po stronie łańcucha dostaw. W ramach programów badawczych UE, zwłaszcza w kończącym się programie Horyzont 2020 analizowane są aspekty wprowadzania na rynek turbin dla MFW o mocach powyżej 10 MW oraz średnicach rotora rzędu 200 m, takie jak np. konstrukcja struktur wsporczych, rozwój technologii „ultra long blade”, rozwój technologii pływających, kwestie zamocowań oraz okablowania, nowe materiały (w tym samonaprawiające) do zastosowania w warunkach morskich. Równocześnie tego typu rozwiązania są rozwijane przez firmy komercyjne.

Morska Energetyka Wiatrowa trafiła na listę Krajowych inteligentnych Specjalizacji. KIS zakłada rozwój nowych lub ulepszonych technologii z zakresu morskiej energetyki wiatrowej (offshore), przyczyniających się do zwiększenia sprawności konwersji energii wiatru do energii elektrycznej lub zmniejszenia kosztów inwestycyjnych.

Skala wdrożeń:

Oczekuje się, że w 2026 r. na Bałtyku powstanie ok. 1 GW mocy wiatrowych. KPEiK przewiduje, że w 2040 r. moc zainstalowana w ww. technologii na Morzu Bałtyckim osiągnie ok. 8 GW , co jednakże nie jest jeszcze pełnym wykorzystaniem potencjału. Znacząca skala inwestycji tworzy istotny z punktu gospodarczego łańcuch wartości. Wg SET-Plan obecnie dostawy turbin stanowią około 33–40% całkowitych kosztów budowy MFW, a następnie koszty instalacji (20–25%) i podaży fundamentów (15–18%). Szacuje się, że wydatki na sieci, które zwykle obejmują transformatory morskie i lądowe, kable eksportowe i połączenia lądowe, stanowią 10–20% całkowitych kosztów inwestycji.

Horyzont czasowy:

Rozwój potencjału firm przemysłowych i budowlanych w procesach inwestycji w morskie farmy wiatrowe powinien nastąpić do 2025 r., po czym w okresie 2026-2030 powinna nastąpić ekspansja exportowa. Rozwój usług dla inwestorów i operatorów MFW i rozwiązań wspieranych integracją MFW z siecią elektroenergetyczną powinien nastąpić także do 2025 r. W latach 2026-2030 kluczowe staną się rozwiązania związane z O&M (scheduled maintenance, predicted maintenance, automatyzacja obsługi).

Proponowana metoda rozwiązania

W celu rozwiązania problemów i wyzwań przed którymi stoi morska energetyka wiatrowa niezbędnym jest stworzenie odpowiedniego dla MFW systemu wsparcia, w ramach którego udzielane byłoby dofinansowanie na projekty zapewniające aktywne włączenie się firm przemysłowych i budowlanych w rozwój morskich farm wiatrowych.

Kluczowe aspekty i problemy badawcze w obszarze morskiej energetyki wiatrowej to:

- Budowa wytwórczej bazy on-shore dla wytwarzania oraz montażu turbin wiatrowych przeznaczonych do instalacji na morzu – wytwarzanie elementów betonowych (konstrukcji wsporczych), stalowych, skrzydeł, z jak najlepszym dostępem do lokalizacji oraz zapleczem naukowo-badawczym i serwisowym. Benchmarkiem (i rozwiązaniem konkurencyjnym oraz punktem odniesienia do szukania nisz) powinien być przykład niemieckiego Bremerhaven.
- Systemy prognozowania produktywności MFW dla obszaru Morza Bałtyckiego dla celów O&M (scheduled maintenance/predicted maintenance) oraz rynkowej integracji tej technologii z rynkiem energii, w tym możliwościami magazynowania energii z morskich farm wiatrowych. Proponowane rozwiązania w pierwszej kolejności powinny uwzględniać zaspokojenia potrzeb energetycznych miast zlokalizowanych na wybrzeżu oraz przemysłu portowo-stoczniowego (np. magazynowanie w chłodzie, w cieple), a w drugiej kolejności magazynowanie w technologiach Power-to-X, w szczególności wodorze (green hydrogen).
- Rozwój technologii pływających (floating offshore), w tym;
 - nowe koncepcje fundamentów dla morskich turbin w tym konstrukcje betonowe i żwirobotonowe oraz materiały samonaprawiające;
 - optymalizacja instalacji turbin wiatrowych bez użycia ciężkich dźwigów typu jack-up;
 - rozwiązania z zakresu okablowania i przyłączenia do sieci, w tym np. podmorskie GPZ (osadzone na dnie) lub budowa systemu sieci bałtyckich;
 - usprawnienie procesów wytwarzania turbin na lądzie;

Realizacja projektów powinna skończyć się na poziomie gotowości technologicznej (TRL) 8/9.

Potencjał instytucjonalny i społeczny

Branża morskiej energetyki wiatrowej jest dość dobrze zorganizowana wokół przemysłu okrętowego, stoczniowego oraz nadmorskich samorządów (regionów i gmin). Pewną rolę w aktywizacji firm przemysłowych z terenu całej Polski odgrywa Agencja Rozwoju Przemysłu. Sektor morskiej energetyki wiatrowej jest obecnie ukierunkowany i otwarty na współpracę międzynarodową i korzysta ze wsparcia polskiej dyplomacji oraz PAIH.

Ponadto istnieje w kraju znaczące zaplecze edukacyjne, możliwe do wykorzystania w celu kształcenia przyszłych kadr dla przemysłu morskiej energetyki wiatrowej.

Branża wiatrowa obsługiwana jest przez kilka politechnik i kilka instytutów badawczych oraz urzędów państwowych (np. Urząd Morski, Urząd Dozoru Technicznego).

W zakresie badań potencjał instytucjonalny posiadają: wyższe uczelnie techniczne instytuty PAN i instytuty resortowe. W zakresie pozyskania technologii, a wcześniej wybudowania instalacji pilotowej mają taki potencjał przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe działające w obszarze budowy i remontów maszyn i urządzeń energetycznych. Znaczna część tych jednostek zdobyła już doświadczenia w lądowej energetyce wiatrowej. Bardzo ważnym partnerem dla całej branży są samorządy terytorialne, w tym Związek Miast i Gmin Morskich, które aktywnie działają na rzecz stworzenia optymalnych warunków do dalszego rozwoju energetyki wiatrowej.

Potencjał wykonawczy (beneficjenci/wykonawcy projektów)

Już od 2010 roku polskie firmy z sektora stoczniowego i elektromaszynowego zaczęły świadczyć usługi na rzecz morskiej energetyki wiatrowej np. wykonanie konstrukcji platformy montażowej THOR; budowa innowacyjnej jednostki III generacji typu BELUGA; dostarczanie konstrukcji betonowych na potrzeby morskiej energetyki

wiatrowej; dostawy konstrukcji stalowych, m.in. obudowy transformatora dla farmy wiatrowej; dostawy konstrukcji stalowych; uruchomienie linii do produkcji wież turbin wiatrowych. elementy systemów sterowania i komponenty elektryczne.; budowa statku typu barko-ponton offshore (wyposażony w sprzęt do układania kabli i służy jako baza logistyczna do prac przy montażu morskich elektrowni wiatrowych na Morzu Północnym z możliwością przeniesienia tego rozwiązania na Bałtyk.

Ostateczni odbiorcy

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej zidentyfikowało ponad 140 podmiotów, które w różnym zakresie już obecnie biorą udział w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

Pkt. 2.10.3. T6. Energetyczne wykorzystanie ciepła geotermalnego (geotermia) otrzymuje następujące brzmienie:

Analiza strategiczności tematyki

Problem:

Wody termalne stanowią cenny surowiec wykorzystywany w wielu dziedzinach gospodarki krajowej, cieszący się rosnącym zainteresowaniem ze strony inwestorów. Dlatego też niezbędny jest rozwój i wdrożenia optymalnych metod i technologii w kluczowych obszarach związanych z poszukiwaniem, udostępnianiem, eksploatacją i wykorzystywaniem ciepła Ziemi. Zważywszy na wielkość potencjału geotermalnego naszego kraju uzasadnione jest poszukiwanie nowoczesnych metod wytwarzania nie tylko ciepła sieciowego, ale również prądu elektrycznego. Produkcja energii elektrycznej przy wykorzystaniu niskotemperaturowych zasobów geotermalnych jest technicznie możliwa dzięki zastosowaniu technologii opartych na obiegach cieczy niskowrzących, silniku Stirlinga i podobnych lub systemach termoelektrycznych, przy czym w grę wchodzi także aspekty związane z efektywnością ekonomiczną. Do tej pory nigdzie w Polsce nie powstała instalacja, która komercyjnie produkowałaby ciepło sieciowe i prąd elektryczny.

Wykorzystanie potencjału geotermalnego niewątpliwie przyczynia się do powstania korzystnego efektu ekologicznego w postaci ograniczania emisji z energetycznego spalania paliw.

Stan obecny:

Występowanie wód termalnych na terenie naszego kraju związane jest głównie z poziomami wodonośnymi w utworach mezozoiku na Niżu Polskim oraz ze zbiornikami w Karpatach wewnętrznych (Podhale), a także, w znacznie mniejszym stopniu ze zbiornikami w zapadisku przed karpackim, Karpatach zewnętrznych i w Sudetach.

Do najbardziej perspektywicznych pod względem ujmowania i zagospodarowania wód termalnych zakwalifikowano obszary synklinorium szczecińsko-miechowskiego, antyklinorium środkowopolskiego, niecki brzeźnej, północnej części monokliny przed sudeckiej oraz podłoża niecki podhalańskiej. Wymienione obszary są stosunkowo dobrze rozpoznane pod kątem warunków hydrogeologicznych, co w znacznym stopniu ogranicza ryzyko geologiczne, a tym samym sprzyja planowaniu i realizacji prac związanych z poszukiwaniem nowych złóż wód termalnych.

Największe perspektywy dla wykorzystania wód termalnych w systemach binarnych występują w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej, gdzie w rejonie Konina temperatura wód w stropie zbiornika przekracza 90°C. Jest to jednocześnie obszar, gdzie można się spodziewać wysokich wydajności ujęć przekraczających 100 m³/h. Równie korzystne perspektywy dla wykorzystania wód termalnych w systemach binarnych należy wiązać z utworami mezozoicznymi niecki podhalańskiej, gdzie ich temperatury prawdopodobnie przekroczą 100°C a wydajności mogą przekraczać 300 m³/h. Perspektywy są także w przypadku niektórych innych lokalizacji na Niżu Polski i w Sudetach.

W Polsce funkcjonuje dotychczas 7 sieciowych ciepłowni geotermalnych. W ostatnich 4 latach uruchomiono także 3 małe lokalne geotermalne systemy ciepłownicze służące do zaopatrzenia w ciepło pojedynczych budynków użyteczności publicznej. Istniejące ciepłownie geotermalne położone są w obrębie obszarów charakteryzujących się najkorzystniejszymi warunkami występowania i ujmowania wód termalnych, przede wszystkim jest to rejon Karpat wewnętrznych (Podhala) oraz niecek szczecińskiej, łódzkiej i warszawskiej. Dysponują one 18 otworami, z których 10 jest przeznaczonych do eksploatacji wód, a 8 do ich zatłaczania. W otworach eksploatacyjnych ujęto poziomy wodonośne występujące na głębokości od około 1490 m (Pyrzyce otw. GT-3) do niemal 2780 m (Bańska otw. IG-1) i uzyskano temperaturę wód na wypływie od 41°C (Mszczonów otw. IG-1) do 86°C (Bańska otw. PGP-3). Wszystkie ciepłownie mają dodatkowe szczytowe źródła ciepła, którymi na ogół są kotłownie gazowe. Do tej pory nie powstał w naszym kraju zakład geotermalny produkujący przemysłowo prąd elektryczny na bazie ciepła geotermalnego.

Strategiczność pod względem polityki:

Głównym strategicznym celem realizacji proponowanych tematów jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez wzrost wykorzystywania odnawialnych źródeł energii – w szczególności energii geotermalnej (ciepła Ziemi), realizowanie zasad niskoemisyjnej gospodarki, zrównoważonego rozwoju oraz poprawa jakości życia i zdrowia społeczeństwa.

Głównym celem wykorzystania energii geotermalnej jest ciepłownictwo (niekiedy także wraz z produkcją energii elektrycznej) jednak zagospodarowanie potencjału geotermalnego powinno obejmować także inne dziedziny ważne społecznie i gospodarczo, jak m.in. lecznictwo i rekreacja oraz rolnictwo i inne .

Wody termalne stanowią stabilne źródło energii, które jest dostępne cały rok przez całą dobę, bez względu na zmienność okoliczności zewnętrznych (tak jak w przypadku innych źródeł odnawialnych). Jest to czysta ekologicznie energia, dostępna w Polsce, i, co bardzo ważne, posiada wysoką akceptację społeczną, ponieważ praktycznie nie ingeruje w środowisko i krajobraz lokalny.

Skala wdrożeń:

Głównym założeniem wdrożenia systemowej produkcji energii cieplnej z wód termalnych jest optymalne wykorzystywanie ich zasobów w Polsce, szczególnie w sieciach ciepłowniczych miast, które są położone w obszarach perspektywicznych (jest ich potencjalnie kilkadziesiąt). W pewnym zakresie możliwa jest w niektórych lokalizacjach produkcja energii elektrycznej (w kogeneracji, zintegrowaniu z energią cieplną). Innym kierunkiem rozwoju, w przypadku braku wód termalnych jest m.in. pozyskiwanie ciepła Ziemi za pomocą otworowych wymienników ciepła, czy też technologii EGS (Enhanced Geothermal Systems) bazującej na wtłaczaniu do górotworu czynnika odbierającego ciepło.

Horyzont czasowy:

Przyjmuje się, że w ostatniej fazie 5 letniego projektu uruchomiona powinna zostać instalacja pilotażowa w skali technicznej produkująca ciepło sieciowe i prąd elektryczny o łącznej mocy około 10 MW, z której energia wykorzystywana będzie w systemie kaskadowym. Wykorzystanie energetyczne wód powinno się odbywać w zakresie, który nie powoduje zjawisk kolmatacji i korozji. Przewidywany okres funkcjonowania elektrociepłowni w oparciu o doświadczenia branżowe bez istotnych nakładów inwestycyjnych (z wyłączeniem bieżących kosztów funkcjonowania) powinien wynieść około 25 lat.

Proponowana metoda rozwiązania

W oparciu o otwory geotermalne (najlepiej dublety) zaprojektowane i wybudowane będą w ramach proponowanych tematów instalacje geotermalne, w oparciu o które będą testowane nowoczesne proponowane

rozwiązania. Instalacje takie mogą być wykonane we współpracy z wybranymi samorządami lokalnymi, lokalnymi wytwórcami ciepła sieciowego, dużymi producentami rolnymi lub innym przedsiębiorcą. W celu osiągnięcia jak najlepszego efektu ekologicznego nie tylko eliminującego emisję zanieczyszczeń z procesów energetycznych, ale również ograniczającą emisję globalną, instalacja powinna być zasilana czystym ekologicznie prądem elektrycznym. Projektowane Instalacje mogą być również uzupełnieniem lub rozwojem już istniejących i funkcjonujących systemów geotermalnych

Potencjał instytucjonalny i społeczny

Podmioty zainteresowane to przedsiębiorstwa energetyczne, sektora komunalnego, samorzady, obiekty rekreacyjne, uzdrowiska, prywatni przedsiębiorcy, duże gospodarstwa rolne,

Potencjał wykonawczy (beneficjenci/wykonawcy projektów)

- w zakresie badań: wyższe uczelnie, instytuty PAN i resortowe,
- w zakresie pozyskania technologii, a wcześniej wybudowania instalacji pilotowej przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe działające w sektorze energetycznym oraz jednostki samorządu terytorialnego.

Ostateczni odbiorcy

Przedsiębiorstwa energetyczne. Przedsiębiorstwa komunalne. Uzdrowiska. Gospodarstwa rolne. Obiekty Rekreacyjne.

-
- ⁱ <https://www.gov.pl/web/klimat/minister-kurtyka-polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-udziela-odpowiedzi-na-najwazniejsze-wyzwania-stojace-przed-polska-energetyka-w-najblizszych-dziesiecioleciach>
- ⁱⁱ <https://www.gov.pl/web/klimat/program-polskiej-energetyki-jadrowej>
- ⁱⁱⁱ <https://webstore.iea.org/download/direct/2738?fileName=WEI2019.pdf>
- ^{iv} https://ec.europa.eu/energy/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan_en#key-action-areas
- ^v <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/064a025d-0703-11e8-b8f5-01aa75ed71a1>
- ^{vi} <https://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-8082841/Elon-Musks-Tesla-battery-farm-saved-South-Australia-116-MILLION.html>
- ^{vii} <https://www.evwind.es/2020/02/19/industrial-scale-renewable-hydrogen-project-advances-to-next-phase/73628>
- ^{viii} https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
- ^{ix} https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2_dgclima_rungemetzger.pdf
- ^x <https://op.europa.eu/pl/publication-detail/-/publication/92f6d5bc-76bc-11e9-9f05-01aa75ed71a1>
- ^{xi} https://ec.europa.eu/research/pdf/horizon-europe/ec_rtd_orientations-towards-the-strategic-planning.pdf
- ^{xii} <https://www.nga.org/wp-content/uploads/2018/07/Energy-Innovation-Roadmap-Final-Hi-Res-for-Posting-Online.pdf>
- ^{xiii} http://kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/049_China_National_Energy_Strategy_and_Policy_2020%20_Renewable_energy.pdf
- ^{xiv} <https://www.statista.com/statistics/267233/renewable-energy-capacity-worldwide-by-country/>
- ^{xv} file:///C:/Users/msc/Documents/My_Library/Energy_strategy/Energy_outlook/gsr_2019_full_report_en.pdf
- ^{xvi} https://www.bp.com/pl_pl/poland/home/centrum_prasowe/informacje_prasowe/press_20200212_zero_emisji.html
- ^{xvii} <https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies.html>
- ^{xviii} <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/energy-and-carbon-summary/Energy-and-carbon-summary.pdf>
- ^{xix} https://www.chevron.com/-/media/chevron/PDF-Reports/Corporate-Responsibility/corporate-responsibility_the-energy-transition.pdf
- ^{xx} <https://www.saudiaramco.com/en/who-we-are/overview/our-perspective>
- ^{xxi} <https://www.total.com/en/commitment/environmental-issues-challenges/climate-change>
- ^{xxii} file:///C:/Users/msc/Documents/My_Library/Energy_strategy/IEA/Energy_transition.pdf
- ^{xxiii} <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-dok>
- ^{xxiv} <https://www.gov.pl/web/rozwoj/rada-ministrow-przyjela-projekt-mapy-drogowej-goz>
- ^{xxv} <https://www.gov.pl/web/rozwoj/krajowe-inteligentne-specjalizacje>
- ^{xxvi} https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_Innovation_priorities_2018.pdf