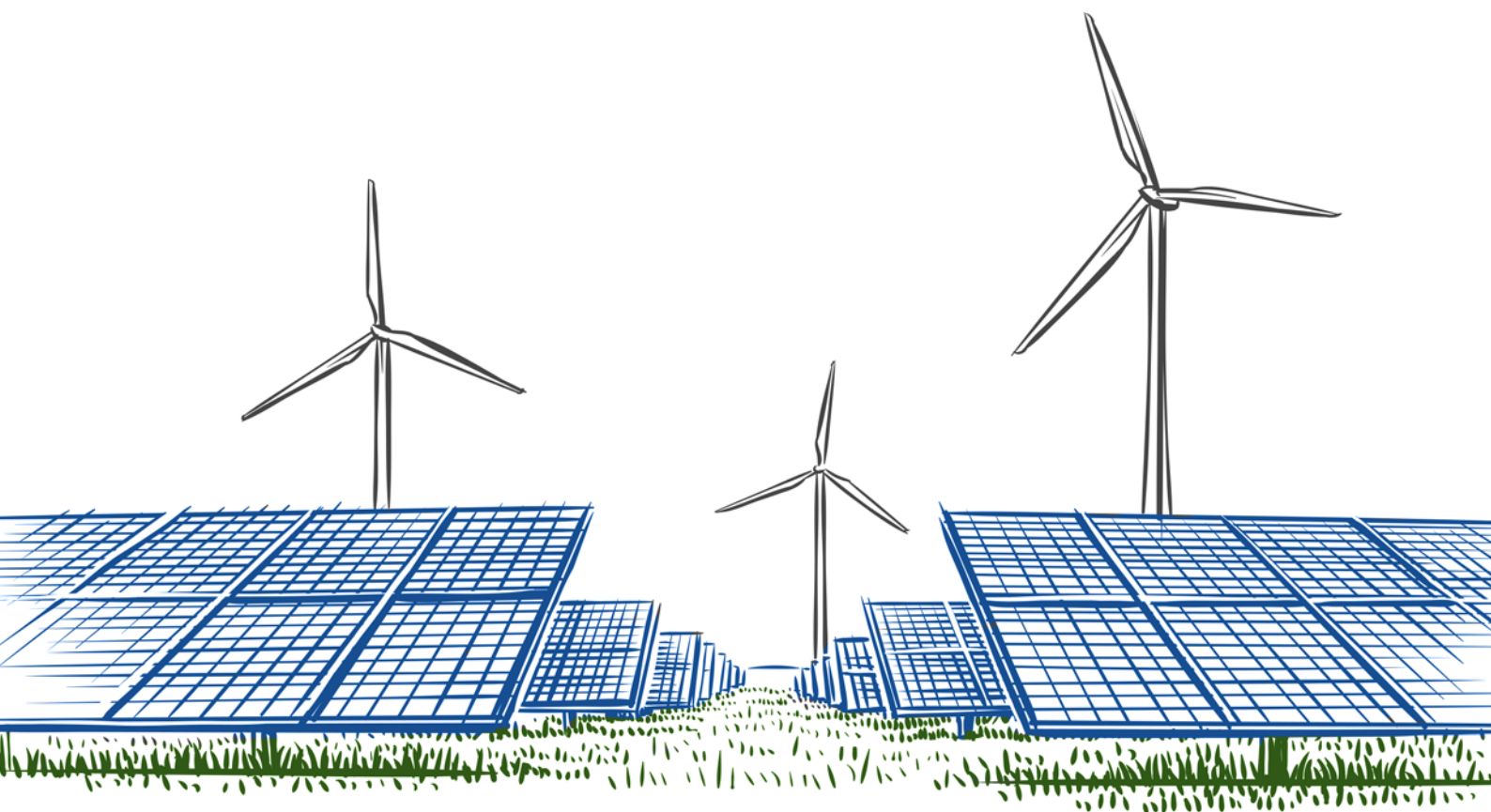


# MOŻLIWOŚCI INWESTYCYJNE W ENERGETYCE ODNAWIALNEJ

## W RAMACH ZGODNYCH Z EUROPEJSKIM ZIELONYM ŁADEM

Warszawa, czerwiec 2020



**Zlecniodawca:**  
Konfederacja Lewiatan

**Odbiorca:**  
Polski Fundusz Rozwoju S.A.

**Autorzy:**  
Grzegorz Wiśniewski  
Paweł Tokarczyk  
Patrik Pietrzak  
Katarzyna Michałowska-Knap

**Instytut Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO)**  
00-641 Warszawa, ul. Mokotowska 4/6  
tel./fax: (0-22) 825 45 52  
e-mail: [biuro@ieo.pl](mailto:biuro@ieo.pl)  
[www.ieo.pl](http://www.ieo.pl)



# **MOŻLIWOŚCI INWESTYCYJNE W ENERGETYCE ODNAWIALNEJ**

**W RAMACH ZGODNYCH  
Z EUROPEJSKIM ZIELONYM ŁADEM**

# SPIS TREŚCI

	<b>Streszczenie</b> . . . . .	<b>5</b>
<b>1</b>	 <b>Wprowadzenie</b> . . . . .	<b>8</b>
	1.1 Cel i zakres pracy . . . . .	8
	1.2 Pierwotna koncepcja PFR Green Hub. . . . .	9
<b>2</b>	 <b>Nowe otoczenie regulacyjne, finansowe i wpływ na inwestycyjne w OZE.</b> . 10	
	2.1 Nowe regulacje i rosnące wymagania dotyczące rozwoju odnawialnych źródeł energii . . . . .	10
	2.2 Uwarunkowania wynikające z pandemii COVID-19. . . . .	17
	2.3 Procesy decyzyjne w Unii Europejskiej mające bezpośredni wpływ na warunki inwestowania w OZE . . . . .	20
<b>3</b>	 <b>Technologie OZE rekomendowane do zastosowania w Polsce w ramach określonych Europejskim Zielonym Ładem.</b> . . . . .	<b>23</b>
	3.1 Podstawy wyboru optymalnych ekonomicznie technologii i identyfikacji priorytetowych obszarów inwestycji w OZE . . . . .	23
	3.2 Lista technologii z wyszczególnionymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi oraz operacyjnymi (CAPEX, OPEX) . . . . .	26
	3.3 Nowoczesne idee i technologie zgodne z nową polityką klimatyczną – sectors coupling, green power-to-heat, magazyny ciepła . . . . .	28
<b>4</b>	 <b>Krajowy potencjał produkcji i eksportu urządzeń i komponentów OZE dla elektroenergetyki i ciepłownictwa – kluczowi (w tym krajowi) producenci technologii OZE.</b> . . . . .	<b>34</b>
	4.1 Fotowoltaika . . . . .	34
	4.2 Energetyka wiatrowa . . . . .	38
	4.3 Ciepłownictwo . . . . .	40
	4.4 Przykład inwestycji w produkcję urządzeń OZE, wymagający wsparcia publicznego – moduły fotowoltaiczne . . . . .	42



5		<p><b>Koncepcje i plany inwestycyjne wśród podmiotów działających w sektorze energetycznym . . . . . 43</b></p> <p>5.1 Analiza wyników badań ankietowych firm członkowskich Konfederacji Lewiatan . . . . . 43</p> <p>5.2 Krótkoterminowy potencjał inwestycyjny w OZE przedsiębiorstw komunalnych . . . . . 45</p> <p>5.3 Nowe technologie OZE w orbicie zainteresowania branży ciepłowniczej . . . 46</p> <p>5.4 Projekty farm fotowoltaicznych i wiatrowych w toku . . . . . 47</p> <p>5.5 Podsumowanie . . . . . 51</p>
6		<p><b>Scenariusz rozwoju technologii zeroemisyjnych OZE do 2030 roku . . . 52</b></p> <p>6.1 Scenariusz inwestycyjny dla elektroenergetyki do 2030 . . . . . 52</p> <p>6.2 Scenariusz inwestycyjny dla ciepłownictwa do 2030 . . . . . 55</p> <p>6.3 Cykle inwestycyjne technologii OZE . . . . . 60</p>
7		<p><b>Skutki ekonomiczne i finansowe realizacji scenariusza IEO . . . . . 61</b></p> <p>7.1 Elektroenergetyka . . . . . 61</p> <p>7.2 Ciepłownictwo . . . . . 65</p>
8		<p><b>Identyfikacja projektów inwestycyjnych i rekomendowana średnioterminowa strategia inwestycyjna OZE do 2025 roku . . . . . 67</b></p>
9		<p><b>Wnioski i następne kroki na rzecz realizacji strategii inwestycyjnej . . 73</b></p>



# STRESZCZENIE

Przed Polską otwiera się niezwykle intensywna dekada zmian w sektorze energetycznym. Energetyka oparta na paliwach kopalnych musi być stopniowo lecz systematycznie transformowana w kierunku odnawialnych źródeł, które jako jedyne gwarantują bezemisyjną, czystą energię. Instytut Energetyki Odnawialnej w ścisłej współpracy z Konfederacją Lewiatan przygotował dla Polskiego Funduszu Rozwoju raport, w którym rekomenduje optymalne ekonomicznie możliwości inwestycyjne OZE, ze wskazaniem na te technologie OZE i obszary inwestowania, które wykazują najwyższą rentowność, a jednocześnie generują najwyższą wartość dodaną w efekcie zaangażowania funduszy publicznych.

Dekarbonizacja sektora energetycznego dzięki OZE nie może być oderwana od szerszego otoczenia regulacyjnego. Dlatego w raporcie przeanalizowano najnowsze polityki Unii Europejskiej związane z ochroną klimatu, a także przedstawiono najbliższe plany Komisji Europejskiej związane z wdrażaniem Europejskiego Zielonego Ładu. Drugim głównym uwarunkowaniem, które wzięto pod uwagę, jest pandemia wirusa COVID-19, która poważnie spowolniła światową gospodarkę, w tym (w nieco mniejszym stopniu) rozwój zielonych technologii. Jednocześnie wskazuje się, że europejskie plany odbudowy oraz wychodzenia z recesji powinny opierać się o innowacyjne i zielone inwestycje (takie jak OZE i cyfryzacja) tak, aby gospodarka UE w jak najszybszym tempie powróciła na ścieżkę wzrostu. Trzecim uwarunkowaniem i barierą zarazem jest ciągle wysokie ryzyko inwestycyjne w branży OZE, przekładające się na wysokie koszty kapitału lub brak dostępu do finansowania nawet dobrych projektów, ale realizowanych przez mniejsze podmioty. Sytuacja ta stwarza przestrzeń i potrzebę do zaangażowania w inwestycje w OZE takich funduszy jak np. PFR, a w ślad za tym ustanowienia programu inwestycyjnego w tym zakresie.

W rozdziale 3 zestawiono wskaźniki ekonomiczne dla najbardziej popularnych technologii OZE. Skupiono się na przedstawieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych (tzw. CAPEX) oraz kosztów eksploatacyjnych (tzw. OPEX). Na podstawie powyższych danych zarekomendowano po dwie grupy technologii (rodzaje inwestycji) z sektora elektroenergetyki oraz ciepłownictwa, które wypadają na tle innych najkorzystniej. Instalacje te powinny w pierwszej kolejności przyspieszyć transformację sektora energetycznego w obszarach produkcji energii elektrycznej i ciepła. W drugiej części rozdziału sparametryzowano nowoczesne technologie i przybliżono idee, które obecnie nie są stosowane w Polsce w sposób komercyjny, a którymi ze względu na swój potencjał powinni zainteresować się inwestorzy. Opisana została m.in. idea „sectors coupling” (w tym wersja dla ciepłownictwa: green power-to-heat) oraz technologia sezonowych magazynów ciepła.

Rozdział 4 przybliży sytuację polskich producentów urządzeń OZE na rodzimym rynku. Pandemia koronawirusa w sposób istotny uwypukliła problemy związane z globalnymi łańcuchami dostaw wewnątrz niektórych sektorów OZE. W związku z tym, aby zapobiec wystąpieniu ponownego zerwania łańcuchów, przedstawiono koncepcję zwiększenia bezpieczeństwa technologicznego i energetycznego państwa. W szczególności zwiększenia samowystarczalności branży fotowoltaicznej poprzez wybudowanie polskiej GigaFabryki modułów fotowoltaicznych – PV (w istocie chodzi o kilka, skoordynowanych dzięki zaangażowaniu PFR inwestycji składających się na odpowiednio wysokie krajowe zdolności wytwórcze), która istotnie zwiększyłaby zdolności produkcyjne polskich firm i (poprawiając krajowe bezpieczeństwo technologiczne i zwiększając wartość dodaną inwestycji w źródła fotowoltaiczne) poprawiłaby ich pozycję konkurencyjną na krajowym, europejskim i globalnym rynku zielonych technologii.



# STRESZCZENIE

IEO wraz z Konfederacją Lewiatan przeprowadził ankietę mającą na celu ocenę potencjału inwestycyjnego w źródła OZE wśród jej członków. Istotne było wskazanie przez firmy ich priorytetów inwestycyjnych oraz sposobów finansowania projektów. W rozdziale 5 zestawiono wyniki ankietyzacji z innymi, przeprowadzonymi przez Instytut w ostatnich latach. Dzięki bieżącym kontaktom IEO zarówno z inwestorami, producentami urzędzeń i przedsiębiorcami działającymi na rynku odnawialnych źródeł energii, możliwe było oszacowanie skali planów inwestycyjnych w sektorze OZE.

Rozdziały 6 i 7 przedstawiają zrównoważone ścieżki rozwoju z podziałem na sektor elektroenergetyczny oraz ciepłownictwo. Eksperckie analizy obrazują, w jaki sposób te dwa istotne obszary powinny się zmieniać, w perspektywie do 2030 roku, dzięki wzrostowi udziału energii z OZE. W scenariuszach inwestycyjnych przedstawiono wzrost mocy zainstalowanej wśród rekomendowanych (we wcześniejszej części raportu) przez IEO technologii OZE, wraz z magazynami energii. Koszty transformacji w okresie do 2030 roku oceniono na poziomie 205 mld zł (117 mld zł w obszarze elektroenergetyki oraz ok. 88 mld zł w sektorze ciepłownictwa) ukazują ogromną skalę wyzwania, przed jakim stoją zarówno inwestorzy, jak i instytucje finansowe. Zgodnie z wynikami analiz, największe nakłady zostaną skierowane na inwestycje w technologie zeroemisyjne (bez procesów spalania), a w szczególności na wykorzystanie energii słońca i energii wiatru, w mniejszym zakresie w energetyczne wykorzystanie biomasy i biogazu bazujących na procesach spalania.

Polski Fundusz Rozwoju poprzez swoją inicjatywę Green Hub może w sposób znaczący przyczynić się do efektywnego wsparcia transformacji energetycznej na szeroką skalę. Uwzględniając specjalną rolę PFR wśród innych instytucji finansowych, skupiono się na dużych inwestycjach (źródła wielkoskalowe) rzędu 50-150 mln zł, z dopuszczeniem inwestycji rzędu kilku/kilkunastu mln zł pod warunkiem ich agregacji w większe portfolia. Przy tych założeniach Instytut Energe-

tyki Odnawialnej rekomenduje szeroko zakrojone inwestycje w OZE, tak aby łączna kwota PFR Green Hub sięgnęła 6,2 mld zł. Zarekomendowano, aby powyższa kwota w formule udziałów kapitałowych wraz z innymi dodatkowymi instrumentami (gwarancje, kredyty dotacje) została podzielona między następujące obszary: 4,5 mld zł na elektroenergetykę, ok. 200 mln zł na ciepłownictwo (kilkadziesiąt inwestycji w miejskich ciepłowniach) oraz maksymalnie 1,5 mld zł na wsparcie 4-5 fabryk produkujących urządzenia dla OZE (moduły i ogniwa PV). Zaangażowanie wyżej wskazanego kapitału tylko w sektorze elektroenergetycznym może poskutkować znaczącymi inwestycjami, składającymi się na następujące projekty:

- 30 farm fotowoltaicznych o mocy 40 MW (nakład na pojedynczy projekt – 100 mln zł),
- 105 farm fotowoltaicznych o mocy 20 MW (nakład na pojedynczy projekt – 50 mln zł),
- 115 biogazowni rolniczych o mocy 1 MW (nakład na pojedynczy projekt – 13 mln zł),
- 43 lądowe farmy wiatrowe o mocy 20 MW (nakład na pojedynczy projekt – 122 mln zł).

W sektorze ciepłownictwa, IEO rekomenduje kompleksowy, ale powtarzany projekt dla każdej ciepłowni składający się z instalacji kolektorów słonecznych o mocy 4 MW, współpracujący z nią sezonowy magazyn ciepła o mocy 2 MW i rocznej wydajność rzędu 300 MWh/rok oraz instalację green power-to-heat: kocioł elektrodowy o mocy 2 MW zasilony najtańszym pasem niezbilansowanych na rynku energii elektrycznej nadwyżek z farm wiatrowych wraz z krótkoterminowym magazynem ciepła. Koszt budowy 80 takich hybrydowych instalacji na terenach przedsiębiorstw ciepłowniczych wyniosłby ok. 649 mln zł (koszt jednej instalacji wynosi ok. 8,1 mln zł) i mógłby być współfinansowany przez Polski Fundusz Rozwoju (30% całkowitych nakładów).

Trzecim segmentem, rekomendowanym do wsparcia, jest sektor produkcji urządzeń OZE. Ze względu na dynamiczny wzrost energetyki słonecznej i jednocześnie zagrożenie utraty bezpieczeństwa technologicznego w efekcie całkowitej dominacji dostaw urządzeń dla fotowoltaiki

z Azji, IEO rekomenduje wybudowanie fabryki PV w dwóch wariantach: (1) fabryka (w jednej lokalizacji lub w pewnym rozproszeniu) produkująca wyłącznie moduły fotowoltaiczne (koszt opcji nr 1 o zdolnościach produkcyjnych rzędu 5000 MW/rok to ok. 1,5 mld zł) przy dywersyfikacji importu ogniw PV lub (2) GigaFabryki PV, produkującą ogniwa oraz moduły PV (czyli niemal wszystkie niezbędne kluczowe komponenty w łańcuchu dostaw, zapewniając w ten sposób samowystarczalność). Opcja nr 2 o zdolnościach produkcyjnych 5000 MW/rok to konieczność zaangażowania kapitału rzędu 5 mld zł.

Zaproponowane rozwiązanie pozwoli na wewnętrzną dywersyfikację funduszu na różne i komplementarne obszary (elektroenergetyka – powtarzalne projekty związane z bezemisyjną produkcją energii elektrycznej; ciepłownictwo – olbrzymi potencjał oraz potrzeby w zakresie transformacji energetycznej; produkcja urządzeń fotowoltaicznych – nowe technologie, innowacje oraz samowystarczalność polskiego rynku PV).

Możliwie najszybsze zaangażowanie PFR w rozwój OZE stwarza szansę na jednoczesne rozpędzenie transformacji we wszystkich kluczowych obszarach energetyki, co pozwoli na równomierne przestawienie się na kierunek zielony oraz poprawę konkurencyjności energetyki i całej gospodarki. Strategia inwestycyjna ukształtowana w zaproponowany powyżej sposób stać się może kołem zamachowym do odbudowania polskiej gospodarki po zakończeniu pandemii wirusa COVID-19 w nowoczesnej formule technologicznej oraz przybliży Polskę do osiągnięcia unijnych celów klimatycznych w 2030 roku wg trajektorii zgodnej z Europejskim Zielonym Ładem. Szybkie uruchomienie środków PFR Green Hub może stać się zaczynem (lewarem) do zwiększania absorpcji środków UE na lata 2021-2027 i środków z zielonych Funduszy, w tym: Funduszu Sprawiedliwej Transformacji oraz Funduszu Odbudowy.



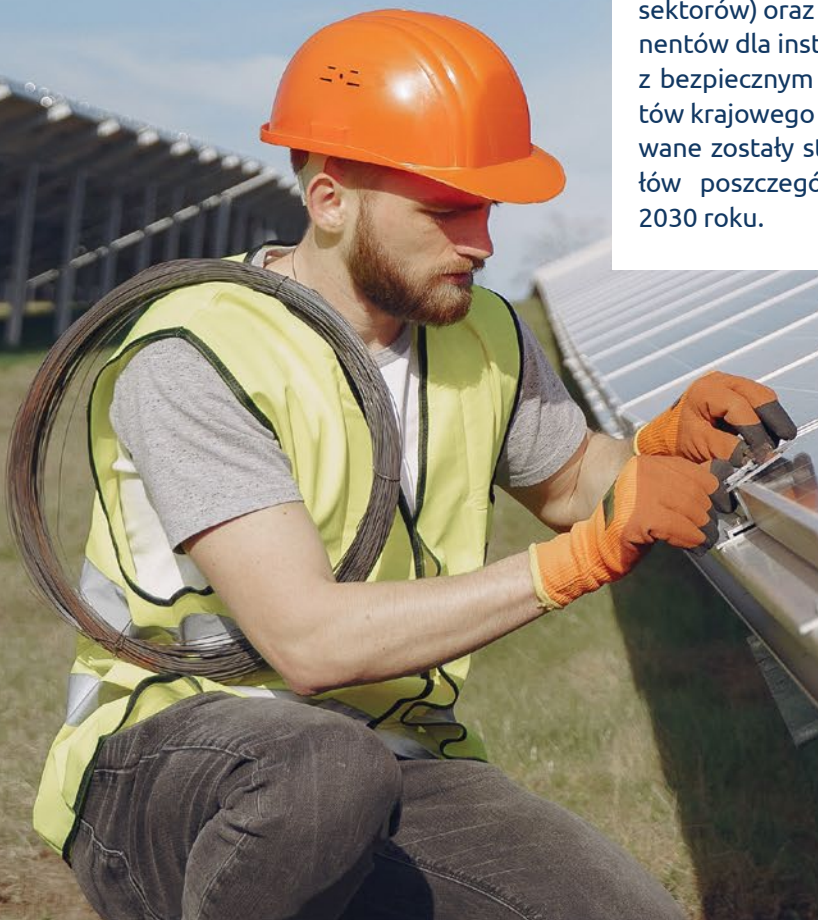


# 1 Wprowadzenie

## 1.1 CEL I ZAKRES PRACY

Celem ekspertyzy jest identyfikacja i ocena z perspektywy inwestorskiej najbardziej atrakcyjnych dla kraju inwestycji w odnawialne źródła energii w latach 2021-2023 oraz przygotowanie rekomendacji dla Polskiego Funduszu Rozwoju w zakresie wyboru uzasadnionych rynkowo oraz bezpiecznych ekonomicznie i ekologicznie inwestycji w wykorzystanie nowoczesnych i perspektywicznych technologii OZE. Zielone i bezemisyjne instalacje odegrają kluczową rolę w obecnej dekadzie, w której polska energetyka przejdzie transformację na niespotykaną do tej pory skalę, związaną z ogólnoswiatowymi trendami i unijnymi wymogami.

Sektorami, które zostały poddane szczegółowej analizie, są elektroenergetyka, ciepłownictwo, a także inwestycje na styku tych sektorów (tzw. integracja sektorów) oraz krajowa produkcja urządzeń i komponentów dla instalacji OZE (nowe wyzwanie związane z bezpiecznym zaopatrzeniem kluczowych segmentów krajowego rynku w technologii OZE). Przygotowane zostały strategie inwestycyjne wzrostu udziałów poszczególnych technologii w perspektywie 2030 roku.



Wybrane technologie wpisują się w koncepcję nowego Europejskiego Zielonego Ładu i strategię neutralności klimatycznej UE. Punktem wyjścia i przedmiotem analiz oraz dalszej aktualizacji stał się oryginalny plan inwestycyjny PFR dotyczący zielonego finansowania (tzw. PFR Green Hub), z uwzględnieniem aktualnych planów przedsiębiorstw reprezentowanych przez Konfederację Lewiatan.

W analizach krajowych możliwości inwestycyjnych uwzględniono wpływ na inwestycje w OZE nowych uwarunkowań związanych z ogłoszeniem Europejskiego Zielonego Ładu oraz ze skutkami pandemii COVID-19 i z szybkimi zmianami na rynku technologii OZE, w tym bezprecedensowego spadku kosztów technologii zeroemisyjnych (pogodowo zależnych). W efekcie wskazano na kierunki aktualizacji PFR Green Hub z 2019 roku i Krajowego Planu w zakresie Energii i Klimatu z grudnia 2019 roku.

## 1.2 PIERWOTNA KONCEPCJA PFR GREEN HUB

Polski Fundusz Rozwoju w swojej pierwotnej koncepcji programu strategicznego dot. OZE – Green Hub przewidywał zaangażowanie 4,5 mld zł kapitału w zielone inwestycje w perspektywie krótko oraz średnio-terminowej. Inwestycje opierałyby się na mobilizacji kapitału prywatnego poprzez współinwestycje funduszy zarządzanych przez PFR w projekty związane z energią odnawialną oraz udostępnienie elastycznych instrumentów finansowych dla realizacji projektów wielkoskalowych. Ekspert PFR wstępnie oszacowali, że poprzez zaangażowanie w wysokości 4,5 mld zł, można by było sfinansować następujące inwestycje w dziedzinie elektroenergetyki:

- 300 biogazowni o mocy 1 MW lub
- 120 farm fotowoltaicznych o mocy 10 MW lub
- 30 lądowych farm wiatrowych o mocy 10 MW lub
- 2 morskie farmy wiatrowe o mocy 300 MW.

Powyższa liczba jednostek możliwych do zbudowania zostanie zweryfikowana na podstawie obecnie obowiązujących wskaźników CAPEX (jednostkowych nakładów inwestycyjnych) oraz zaktualizowana poprzez rekomendacje IEO pod względem optymalnych rynkowo technologii OZE, co w efekcie przyczyni się do efektywniejszego wsparcia przez fundusz zielonej transformacji Polski.

# Nowe otoczenie regulacyjne, finansowe i wpływ na inwestycyjne w OZE

## 2.1 NOWE REGULACJE I ROSNĄCE WYMAGANIA DOTYCZĄCE ROZWOJU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Polska jako kraj członkowski Unii Europejskiej zobowiązana jest do podążania za unijnymi celami klimatycznymi. Zobowiązania te są systematycznie aktualizowane i dostosowywane do warunków gospodarczych. Cel jest jeden – zmniejszenie wpływu UE jako całości na globalne negatywne zmiany klimatyczne, które powstają głównie poprzez emisję gazów cieplarnianych do atmosfery. Unijne przepisy klimatyczne to zbiór kilkunastu istotnych dyrektyw, regulujących wewnętrzny rynek energii, jednakże w chwili obecnej główne wymagania i strategie można podzielić na dwa obszary.

### PAKIET ZIMOWY (2018)

„Pakiet Zimowy” jest potoczną nazwą zbioru regulacji prawnych w zakresie energetyki, jaki Komisja Europejska opublikowała 30 listopada 2016 roku. Pakiet jest w zasadzie kontynuacją polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej sformułowanej w roku 2005 pod nazwą „3 x 20”. Dyrektywy zawarte w pakiecie zimowym ustanowiły nowe ramy prawne rozwoju OZE na lata 2021-2030.

Unia Europejska określiła w nim kolejne „zielone” cele na koniec trzeciej dekady tego stulecia. Cele te zostały zwiększone w 2018 roku i obecnie wyglądają następująco:

- ograniczenie o co najmniej 40 proc. emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.),
- zwiększenie do co najmniej 32 proc. udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii,
- zwiększenie o co najmniej 32,5 proc. efektywności energetycznej.





Udział OZE w unijnej elektroenergetyce, ciepłownictwie i transporcie da razem 32 proc., nie przyjęto jednak obowiązkowych celów na poziomie krajowym, których realizacja – jak w przypadku celu na rok 2020 – pozwoli wypełnić cel na poziomie całej UE. Kraje Unii miały natomiast wskazać własne cele w swoich „Krajowych planach na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030” i z realizacji tych celów będą rozliczane przez Komisję Europejską.

Polska wersja KPEiK z grudnia 2019 roku przyjmuje cel udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto na poziomie 23% pod warunkiem przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych na sprawliwą transformację. Niespełnienie wyznaczonych celów na 2020 rok powinno skutkować mobilizacją przez Komisję Europejską do nadgonienia zaległości, ale także do zwiększenia ambicji działań pozwalających zrealizować drugi z unijnych celów OZE – ten wyznaczony w horyzoncie 2030 roku. W momencie nieosiągnięcia wyznaczonych pułapów w 2030 r., należy spodziewać się już zasadniczych kroków ze strony KE. Polska może ponieść koszty związane z transferami statystycznymi „zielonej energii” od państw, które mają jej więcej niż jest to zapisane w wytycznych. Drugą konsekwencją może być ryzyko wpłat do unijnego mechanizmu finansowania energii z OZE, czyli funduszu, z którego finansowane będą wspólne projekty państw członkowskich. Trzecią, najbardziej radykalną możliwością jest poniesienie kar finansowych w przypadku braku chęci współpracy z Komisją Europejską.

## EUROPEJSKI ZIELONY ŁAD

Unia Europejska nie poprzestała jednak na powyższych dwóch celach klimatycznych. Pod koniec 2019 roku przedstawiono koncepcję tzw. Europejskiego Zielonego Ładu – planu zbudowania zrównoważonej gospodarki UE opartej na wyzwaniach dotyczących przeciwdziałaniu zmianom klimatu i środowiska naturalnego. Jest to nowa strategia na rzecz wzrostu, której celem jest przekształcenie UE w sprawiedliwe i prosperujące społeczeństwo żyjące w nowoczesnej, zasobooszczędnej i konkurencyjnej gospodarce, która według założeń w 2050 r. osiągnie zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto i w ramach której wzrost gospodarczy będzie niezależny od wykorzystania zasobów naturalnych. Strategia ta dotyczy wszystkich sektorów gospodarki, a w szczególności transportu, energii, rolnictwa, produkcji i konsumpcji, budownictwa oraz wszystkich gałęzi przemysłu. Energetyka, ze względu na swoją emisyjność, w sposób szczególny musi przyłożyć się do neutralności klimatycznej. Ponad 75% emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki. Europejska energetyka musi postawić na sektor bazujący na efektywności energetycznej oraz na źródłach odnawialnych, jednocześnie wycofując się w szybkim tempie z węgla i obniżając emisyjność sektora gazu. W 2023 roku państwa członkowskie, podczas aktualizacji swoich krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu, powinny uwzględnić w nich nowe ambitne cele klimatyczne, które będą rygorystycznie weryfikowane przez Komisję Europejską.

W związku z pojawieniem się koncepcji neutralności klimatycznej, w harmonogramie wdrażania Zielonego Ładu (z grudnia 2019 r.) znalazła się zapowiedź, że do lata 2020 roku Komisja Europejska przedstawi plan zwiększenia, w odpowiedzialny sposób, do co najmniej 50%, a potencjalnie do 55% w stosunku do poziomu w 1990 r., unijnego celu na 2030 r. zredukowania emisji gazów cieplarnianych.

Przyjęty przez EU harmonogram działań jest realizowany przy okazji aktualnych dyskusji w Parlamencie Europejskim (PE) i w ramach szczytów Rady UE<sup>1</sup>. Tak ogromna transformacja gospodarcza wymaga odpowiedzialnego planu inwestycyjnego. Metody finansowania inwestycji zostały zawarte w tzw. Mechanizmie sprawiedliwej transformacji.

**Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji jest kluczowym narzędziem w celu zapewnienia, aby transformacja na rzecz gospodarki neutralnej dla klimatu przebiegała w sposób sprawiedliwy, nie pozostawiając nikogo w tyle. Mechanizm ma za zadanie pomóc zebrać co najmniej 100 mld euro w latach 2021-2027 dla regionów najbardziej dotkniętych negatywnymi społeczno-gospodarczymi skutkami „zielonej” transformacji, aby je złagodzić. Stworzy on niezbędne wsparcie dla pracowników i wspólnot, których funkcjonowanie w dużej mierze opiera się na paliwach kopalnych. Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji będzie składać się z trzech głównych źródeł finansowania:**

1

### **FUNDUSZ SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI (FST)**

– zasilony zostanie kwotą 40 mld euro. Według projektu ze stycznia 2020 roku miały to być tylko 7,5 mld euro, jednak pandemia koronawirusa zmusiła Komisję Europejską do zmobilizowania większych funduszy. Na całkowitą kwotę składać się będzie 30 mld euro pochodzących z tzw. Funduszu Odbudowy zaproponowanego pod koniec maja 2020 r. oraz 10 mld euro z budżetu unijnego na lata 2021-2027. Aby wykorzystać przynależne im środki z Funduszu, państwa członkowskie, prowadząc dialog z KE, będą musiały wskazać kwalifikujące się obszary w tzw. terytorialnych planach sprawiedliwej transformacji. Państwa będą musiały się także zobowiązać do dołożenia do środków FST takiej samej kwoty ze środków z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Europejskiego Funduszu Społecznego Plus oraz udostępnienia dodatkowych zasobów krajowych. Głównym zadaniem funduszu będzie udzielanie dotacji regionom europejskim m.in. na przechodzenie do zasilania czystą energią oraz zwiększanie efektywności energetycznej. Zgodnie z decyzjami podjętymi na szczycie UE w lipcu 2020 r. Fundusz Sprawiedliwej Transformacji został jednak uszczuplony z 40 mld euro na 10 mld euro, z czego dla Polski ma zostać przeznaczone 35% środków z Funduszu tj. 3,5 mld euro.

2

### **SPECJALNY SYSTEM SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI W RAMACH InvestEU**

– uruchomienie inwestycji o łącznej wartości powyżej 45 mld euro. Celem tego źródła jest zachęcanie do prywatnych inwestycji w projekty związane m.in. ze zrównoważoną infrastrukturą energetyczną i transportową. Inwestycje te wspomogą najbardziej dotknięte regiony w znalezieniu nowego źródła wzrostu ekonomicznego dla ich gospodarek.

3

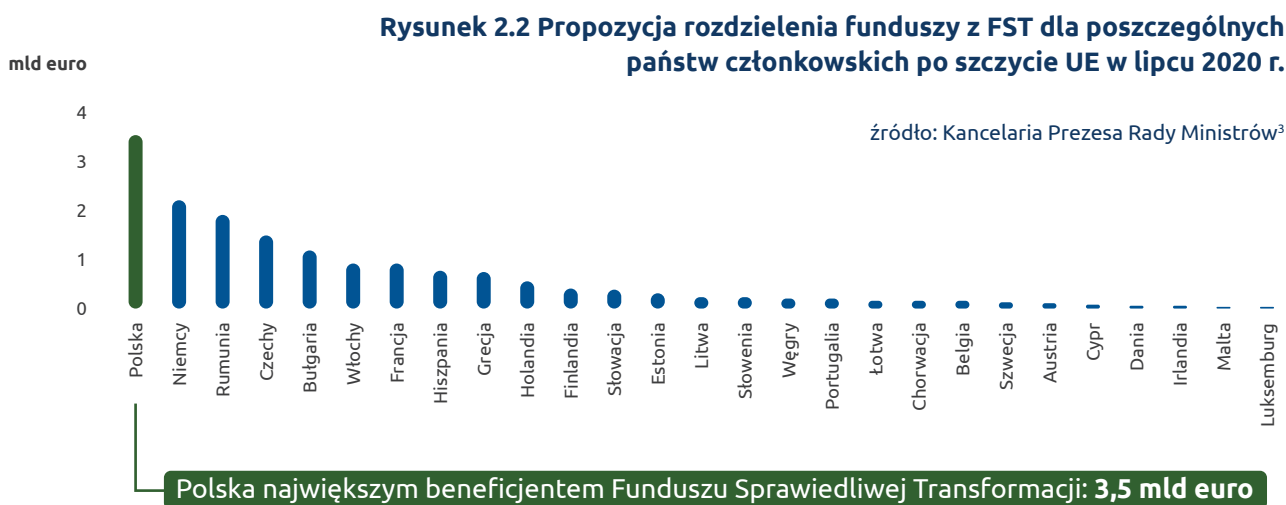
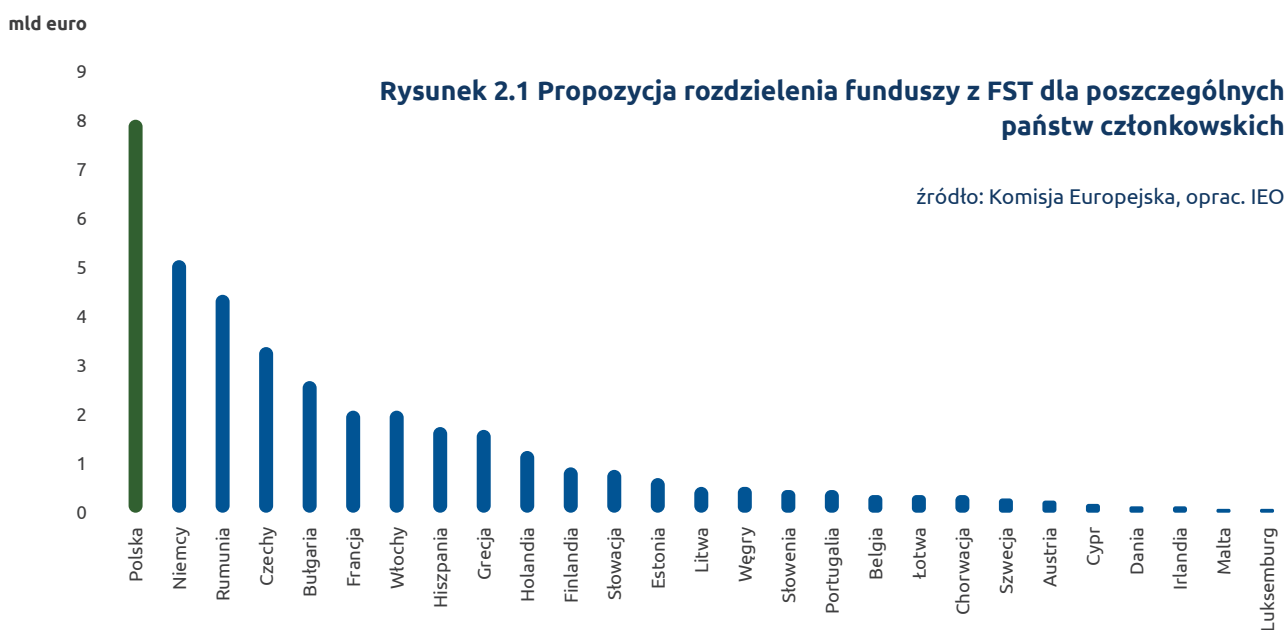
### **INSTRUMENT POŻYCZKOWY EUROPEJSKIEGO BANKU INWESTYCYJNEGO DLA SEKTORA PUBLICZNEGO, GWARANTOWANY PRZEZ BUDŻET UE**

– będzie obejmował 1,5 mld euro w formie dotacji z budżetu UE oraz maksymalnie 10 mld euro w formie pożyczek Europejskiego Banku Inwestycyjnego ze źródeł własnych. Ma to pozwolić na realizację inwestycji o wartości 25–30 mld euro. Instrument pożyczkowy wesprze m.in. inwestycje w sieci ciepłownicze i renowację budownictwa.

<sup>1</sup> Do momentu przekazania ostatecznej wersji raportu nie ma ostatecznej decyzji całej UE w sprawie ambicji klimatycznych, ale stanowiska PE i członków UE wskazują na chęć wzmocnienia celów klimatycznych (przyj. autora).

W zamian za gotowość do realizacji ambitnych celów, Unia Europejska wspomże finansowo kraje, które w sposób znaczący zależą aktualnie od paliw kopalnych. Do takich krajów należy niewątpliwie Polska. Komisja Europejska dostrzega konieczność wsparcia naszego kraju w procesie dekarbonizacji. Dlatego w projekcie alokacji środków na zielone inwestycje z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji,

polskie regiony mają otrzymać fundusze sięgające **8 mld euro** (35 mld zł)<sup>2</sup>. Jest to ponad 20% wszystkich funduszy z puli nowych środków UE i jednocześnie największa wartość wśród wszystkich krajów członkowskich UE. Zgodnie z decyzjami podjętymi na szczycie UE w lipcu 2020 r. ze zmniejszonego Funduszu Sprawiedliwej Transformacji Polska ma otrzymać 35% środków tj. 3,5 mld euro.



2 Ostatnio wartość FST została podwyższona, ale nie ma już pewności czy krajowa koperta będzie też większa. O ostatecznej alokacji na kraje będzie decydowała jakość i liczba (budżety) zgłaszanych projektów (przyj. autora).

3 <https://twitter.com/PremierRP/status/1285529218017828865>



Idea FST, popierana przez Rząd RP, ewoluje w dwóch kierunkach: a) zwiększania budżetu, b) doprecyzowania zakresu dopuszczalnych inwestycji. W czasie szczytu Rady Ambasadorów UE w dniu 25 czerwca 2020 r. zaakceptowana została propozycja KE w sprawie FST w wysokości 40 mld euro:

- 30 mld euro z unijnego funduszu na rzecz walki z COVID-19,
- 10 mld euro z budżetu na lata 2021-27.

Ale 27 krajów UE przegłosowało, że wsparciem nie będą objęte elektrownie jądrowe oraz inwestycje oparte na paliwach kopalnych. Wyraźnie wskazano na konieczność wydatkowania funduszy na ściśle określoną listę celów, w tym OZE – tabela poniżej.

Działania objęte wsparciem JTF	Działania, które nie zostaną objęte wsparciem w ramach JTF
inwestycje w <u>rozwój gospodarki obiegowej</u> , w tym zapobieganie powstawaniu odpadów, ich redukcję, efektywne gospodarowanie zasobami, ponowne wykorzystanie, naprawę i recykling	likwidacja lub budowa <b>elektrowni jądrowych</b>
inwestycje we wdrażanie technologii i infrastruktury w zakresie czystej energii, redukcji emisji gazów cieplarnianych, efektywności energetycznej i <b>energii odnawialnej</b>	inwestycje związane z <b>produkcją, przetwarzaniem, dystrybucją lub spalaniem paliw kopalnych</b> (także kogeneracja)
inwestycje w <u>zrównoważoną mobilność lokalną</u> , w tym dekarbonizację sektora transportu	restrykcje w zakresie wsparcia biopaliw

Stało się tak pomimo majowego apelu 8 krajów wschodnich, w tym Polski, o uwzględnienie projektów związanych z gazem ziemnym do przyszłych funduszy unijnych. Ich zdaniem elektrownie gazowe miałyby pomóc w odejściu od energetyki węglowej.







## PROBLEMY Z REALIZACJĄ PRZEZ POLSKĄ CELÓW KLIMATYCZNO- ENERGETYCZNYCH I RYZYKA Z TYM ZWIĄZANE

Stosunkowo niskie cele na zużycie energii odnawialnej brutto (21-23% w 2030 w polskim KPEiK w stosunku do 32% dla całej UE) wobec wymagań KE w stosunku do Polski (minimum 25%), opóź-

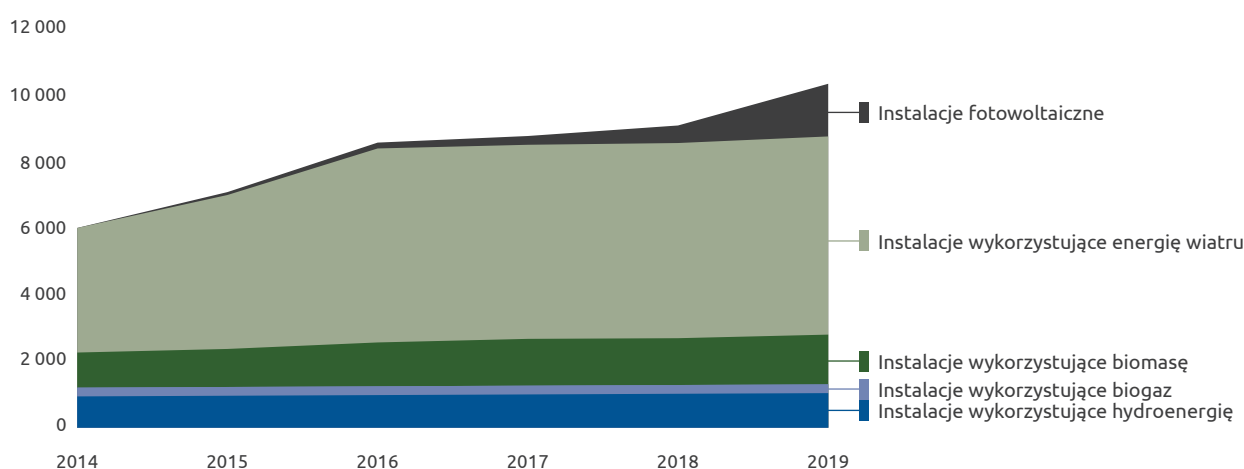
nienia w implementacji dyrektywy o OZE i za-  
twierdzeniem nowej polityki energetycznej (jej  
projekt nie jest wystarczająco zbieżny z polityką  
UE) oraz narastające problemy związane z reali-  
zacją celów klimatyczno-energetycznych na 2030  
rok i rozbieżne pomiędzy Polską i UE plany na rok  
2030 (tabela poniżej) rodzą określone ryzyka,  
które przekładają się na możliwości finansowania  
inwestycji w OZE.

	Udział energii z OZE		Redukcja emisji CO <sub>2</sub>		Redukcja zużycia paliw i energii	
	wymagany	planowany	wymagana	planowana	wymagana	planowana
<b>2020</b>	15%	~13,8%	-20%	wzrost	-20%	wzrost
<b>2030 PL</b>	25%	21%+	-40%	-29%	-32,5%	-23%
<b>2030 UE</b>	32%	32%+	-40%	-50%+	-32,5%+	-32,5%+

Podane w tabeli szacunki IEO na 2020 rok poka-  
zują, że żaden z przyjętych przez Polskę celów kli-  
matyczno-energetycznych nie będzie zrealizowa-  
ny. Dokumenty rządowe zakładają też, że Polska  
nie włączy się w dostateczny sposób w realizację  
unijnych celów na 2030 rok.



Niezależnie od problemów i rozbieżności w krajowej i unijnej polityce energetyczno-klimatycznej, energetyka odnawialna w Polsce od 2-3 lat rozwija się coraz szybciej. W zakresie energii elektrycznej z OZE głównym źródłem wzrostu sektora w latach 2017-2019 była fotowoltaika – rysunek (moce zainstalowane w instalacjach OZE do wytwarzania energii elektrycznej, stan na koniec 2019 r.).



Nawet bez wdrożenia dodatkowych instrumentów wsparcia, w oparciu o dotychczasowe (programy RPO, Mój prąd, system aukcyjny), silny trend wzrostowy fotowoltaiki utrzyma się w najbliższych 2-3 latach. Z perspektywy inwestorów kluczowy jest system aukcyjny. Łącznie, we wszystkich dotąd przeprowadzonych aukcjach (2016, 2017, 2018, 2020) wygrało 1737 projektów fotowoltaicznych o łącznej mocy prawie 1700 MW. System aukcyjny w tym okresie (2021-2022) spowoduje też przyspieszony rozwój energetyki wiatrowej. Tylko w aukcji z końca 2019 roku moc wygranych pro-

jektów wiatrowych wyniosła 2220 MW. Z uwagi na wydłużenie z powodu pandemii COVID-19 wymaganych terminów przyłączenia do sieci i oddania po raz pierwszy energii do sieci, projekty z aukcji 2019 i dodatkowe planowane do zakontraktowania w tegorocznej aukcji będą realizowane niemal do końca 2022 roku. Pociąga to za sobą znaczące potrzeby w zakresie finansowania inwestycji. Tylko w fotowoltaice w 2020 roku wartość rynku inwestycji będzie kształtowała się na poziomie 4 mld zł i będzie to najwyższa w całej polskiej elektroenergetyce, także konwencjonalnej<sup>4</sup>.

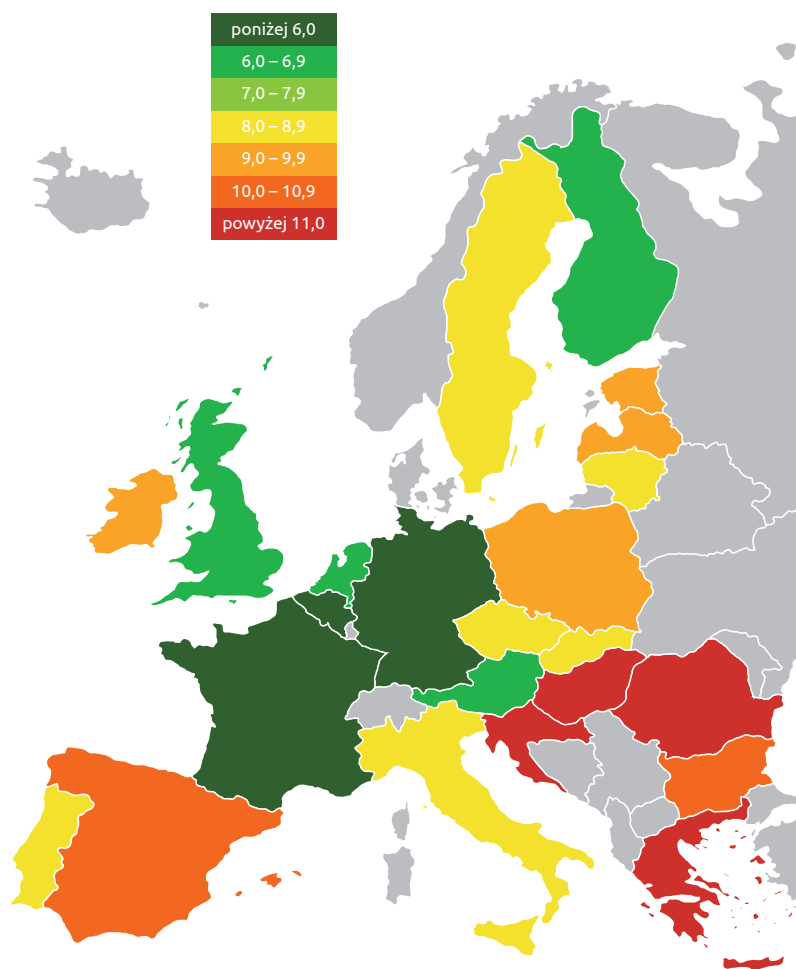
4 IEO: Raport Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2020. URL: <https://www.ieo.pl/aktualnosci/1471-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2021>

Choć inwestycje w źródła słoneczne i wiatrowe (jako jedyne) znacząco przyspieszają, to problem ich finansowania nie jest rozwiązany, a koszty pozyskania kapitału są wysokie, przez co ograniczają możliwości firm/inwestorów znacznie bardziej niż w UE, gdzie oprocentowanie i koszty kapitału – kredytów i wkładu własnego inwestorów (średnio-ważony koszt kapitału WACC) są niskie i spadają. Problem narasta od dłuższego czasu i ogranicza konkurencyjność polskiego sektora OZE i całej krajowej energetyki. Wyniki projektu badawczego UE „Assessing renewable energy policy in the EU” wykazały znaczące różnice w kosztach kapitału w UE. Polska miała koszty kapitału dla inwestycji w OZE – na przykładzie inwestycji wiatrowych – dwukrotnie wyższe niż np. w Niemczech – rysunek (WACC w UE w 2016 roku, źródło DIACORE).

Powyższe uwarunkowania z jednej strony niosą określone negatywne skutki dla energetyki i odbiorców energii, a z drugiej stwarzają potrzebę interwencji. Wcześniejsze analizy IEO<sup>5</sup> wskazują, że podniesienie kosztów kapitału zewnętrznego o 2% zwiększa koszty energii z farm fotowoltaicznych o 7%. Jest to zatem obszar gospodarki, w którym dedykowana oferta takich funduszy jak PFR może znacząco obniżyć ryzyko, ułatwić inwestorom dostęp do kapitału, przyspieszyć realizację inwestycji i w efekcie obniżyć koszty energii dla odbiorców i ułatwić Polsce realizację celów klimatyczno-energetycznych.

## 2.2 UWARUNKOWANIA WYNIKAJĄCE Z PANDEMII COVID-19

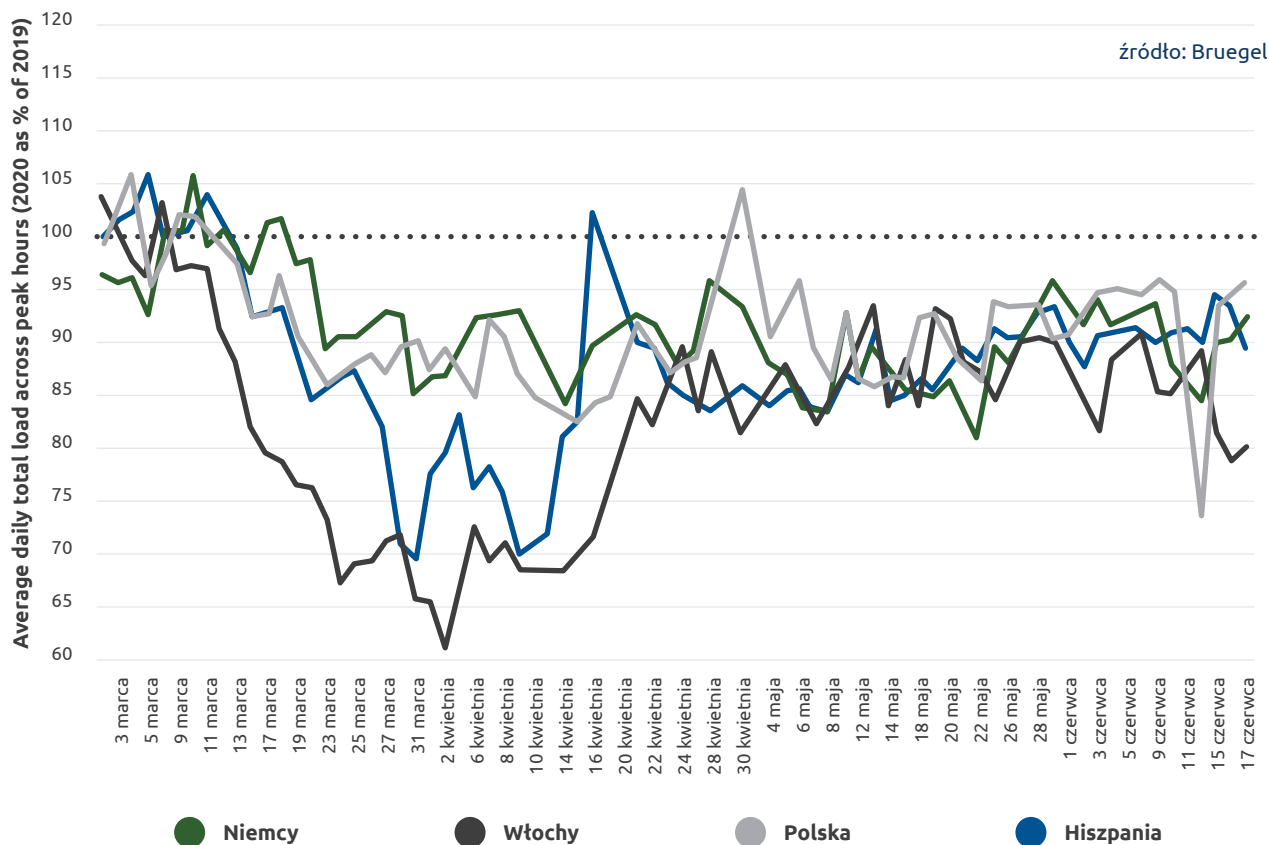
Pandemia COVID-19 stwarza nowe uwarunkowania dla wdrażania Pakietu Zimowego i Europejskiego Zielonego Ładu. Wprowadza źródła zaburzeń i niepewności związane z funkcjonowaniem całej gospodarki (widmo poważnego kryzysu), ale także silnie wpływa na sektor energetyczny. W szczególności niesie ze sobą: spadek zapotrzebowania na energię, potencjalne opóźnienie inwestycji w OZE, spadki



cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, spadek cen energii. Zjawiska te dotyczą w różnym stopniu wszystkich krajów, jak i całej UE. Pojawiły się też wątpliwości, czy UE nie odejdzie od realizacji Zielonego Ładu, a Polska ostatecznie (na planowanym na czerwiec 2020 r. szczycie UE) nie odmówi woli dołączenia do unijnej strategii na rzecz neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Think-tank Bruegel, bazując na danych ENTSO-E, przygotował porównanie zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytu w Europie od początku okresu pandemii (marzec 2020) według analogicznych tygodni (dni robocze) w roku 2019, uwzględniając poprawkę temperaturową. Wykres przedstawia ewolucję zapotrzebowania na energię elektryczną w Niemczech, Włoszech, Polsce, i Hiszpanii.

**Rysunek 2.2** Udział średniego dziennego zapotrzebowania na energię w godzinach szczytowych w roku 2020 w stosunku do roku 2019



Dane przedstawione na wykresie pokazują, że sytuacja zaczęła się zmieniać ok. 5 marca. Wtedy to zapotrzebowanie na moc, w porównaniu do 2019 roku, zaczęło spadać najpierw we Włoszech, a następnie w Hiszpanii, Polsce i Niemczech. Znaczący spadek widoczny był dla dwóch pierwszych państw mający swoje minimum w okolicach przełomu marca i kwietnia. Zapotrzebowanie we Włoszech spadło nawet do 62% w porównaniu r/r, zaś w Hiszpanii do ok. 70% w porównaniu r/r. W Polsce i Niemczech spadki w zapotrzebowaniu na energię także osiągnęły minimum na przełomie I i II kwartału 2020, jednak nie były aż tak drastyczne jak we Włoszech i w Hiszpanii. Zarówno dla Polski, jak i Niemiec wynosiły one ok. 15 pp. Hiszpania i Włochy, pod koniec kwietnia, zaczęły się podno-

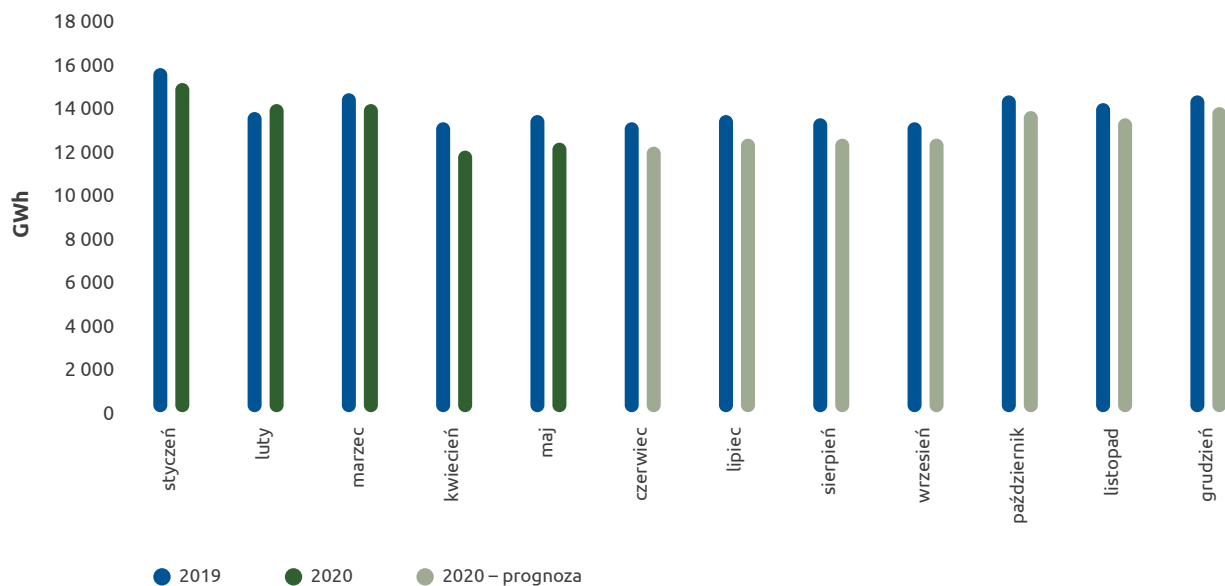
sić z maksymalnego spadku zapotrzebowania na moc, wracając do poziomu charakterystycznego dla Niemiec i Polski – ok. 15 pp. spadku. Sytuacja ta, od początku maja, nie zmieniła się znacząco. Zauważalny jest trend delikatnie rosnący, jednak utrzymujący się w okolicach 90% zapotrzebowania w stosunku do roku 2019 (stan na 17 czerwca 2020 roku).

OZE będą zyskiwać, ale nie zapowiada się jednak na trwałość zjawiska spadku zapotrzebowania na energię i spadku cen. Wiele wskazuje na to, że po poluzowaniu ograniczeń związanych z pandemią COVID-19, w ciągu kilku miesięcy zapotrzebowanie na energię zbliży się do poziomu z 2019 roku wg prognozy przedstawionej poniżej (Rysunek 2.3)



**Rysunek 2.3 Porównanie zapotrzebowania na energię w Polsce w latach 2019 i 2020 wraz z prognoza na kolejne miesiące**

źródło: PSE, IEO. Opracowanie: IEO



Znaczące obostrzenia od połowy marca do końca maja spowodowały spadek zapotrzebowania nie tylko na moc, lecz, co za tym idzie, także na energię w poszczególnych miesiącach. W porównaniu do roku 2019, konsumpcja energii w marcu r/r spadła o 4%, w kwietniu r/r aż o 9,8% (czas całkowitego lockdownu), w maju r/r o 8,8%. Znoszenie kolejnych obostrzeń oraz stopniowy powrót do normalnego życia gospodarczego, skutkować będzie wzrostem zapotrzebowania na energię, jednak przy uwzględnieniu nadchodzącego kryzysu, nie osiągnie ono z pewnością poziomu zeszłorocznego. IEO szacuje, że całkowity spadek zapotrzebowania na energię w roku 2020 w stosunku do roku 2019 wyniesie ok. 5,5%.

Oznacza to też, że po spadku cen w pierwszych trzech miesiącach pandemii (średnia ważona wolumenem cen hurtowych rynku dnia następnego

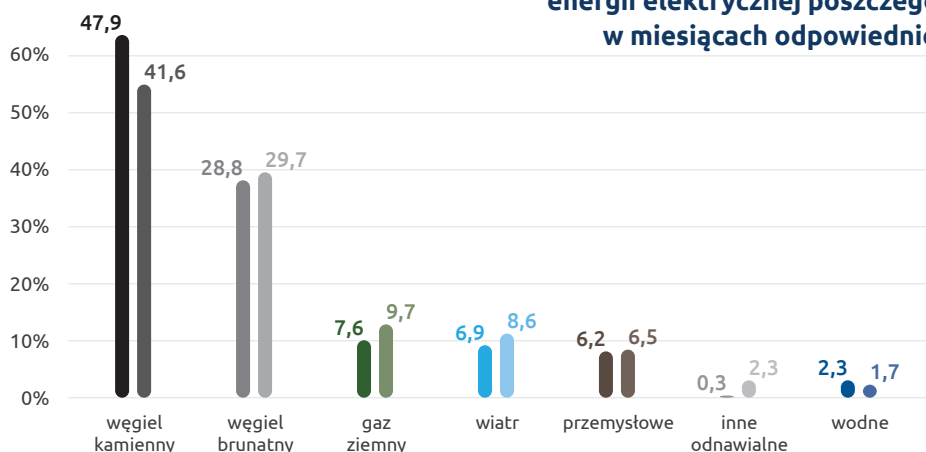
wynosiła odpowiednio 171,2 PLN/MWh w lutym, 164,6 PLN/MWh w marcu oraz 149,94 PLN/MWh w kwietniu), już w maju ceny zaczęły rosnąć (171,79 PLN/MWh).

Jednocześnie doświadczenia pokazały, że odnawialne źródła energii pozostawały bardzo odporne przez pierwsze dwa miesiące blokady krajowej i spadku zapotrzebowania na energię. Ze statystyk Polskich Sieci Elektroenergetycznych<sup>6</sup> wynika, że podczas okresu pandemii, spada produkcja prądu z węgla kamiennego, a umacniają się inne źródła<sup>7</sup>. W kwietniu i maju 2019 roku udział ten wynosił odpowiednio 47,7% oraz 47,9%, zaś w roku 2020 nastąpił spadek: w kwietniu do 43,8% oraz w maju aż do 41,6%.

<sup>6</sup> <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-kse/raporty-miesieczne>

<sup>7</sup> Wiśniewski G. Energetyka ma problem z cenami energii, a nie ze spadkiem zapotrzebowania na nią. <https://www.cire.pl/item,196236,13,0,0,0,0,energetyka-ma-problem-z-cenami-energii-a-nie-ze-spadkiem-zapotrzebowania-na-nia.html>

**Rysunek 2.4 Porównanie procentowych udziałów w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup wytwórczych w miesiącach odpowiednio: maj 2019 oraz maj 2020**



źródło: PSE. Opracowanie: IEO

Porównując miesiąc maj r/r (Rysunek 2.4), zauważalny jest znaczący spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego z 47,9% do 41,6% oraz niewielki wzrost udziałów węgla brunatnego. W cieniu tego procesu umacniają się inne źródła energii: gaz ziemny (wzrost z 7,6% do 9,7%), wiatr (wzrost z 6,9% do 8,6%), inne źródła odnawialne (w tym biomasowe i fotowoltaiczne – wzrost z 0,3% do 2,3%), tym bardziej, że ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> nie spadają tak drastycznie (w maju średnia cena uprawnień EUA wynosiła 19,96 EUR/t<sup>8</sup>).

### 2.3 PROCESY DECYZYJNE W UNII EUROPEJSKIEJ MAJĄCE BEZPOŚREDNI WPŁYW NA WARUNKI INWESTOWANIA W OZE

Rada Europejska w przededniu kryzysu potwierdziła, że UE, aby w dobie petzającej pandemii COVID-19 skutecznie pobudzić ożywienie i modernizację gospodarki, potrzebuje wysiłków inwestycyjnych na wzór planu Marshalla. Powinien to być skoordynowany plan oparty na inwestycjach publicznych na szczeblu europejskim i krajowym oraz mobilizacji inwestycji prywatnych. Inwestycje powinny być ukierunkowane na wspólnie uzgodnione cele. Przywódcy potwierdzili, że chodzi tu (obok innych polityk, takich jak spójność i wspólna polityka rolna i gospodarka

cyfrowa) o masowe inwestowanie w transformację ekologiczną oraz w gospodarkę o obiegu zamkniętym. Dlatego Europejski Zielony Ład, w tym zielona transformacja energetyczna, jest niezbędnym kręgosłupem do integracji działań na rzecz zapewnienia trwałej strategii wzrostu całej UE.

Podczas ostatniego kwietniowego spotkania Rady przywódcy UE zatwierdzili pakiet antykryzysowy o wartości 540 mld euro. Nie tylko niezmiennie jednoznaczne stanowisko Komisji Europejskiej, ale także treść tego ostatniego komunikatu Rady zapowiadają, że zielona energetyka będzie ważnym składnikiem europejskich działań antykryzysowych. Potwierdza to koncepcja zapowiedziana pod koniec maja 2020 r. tzw. Funduszu Odbudowy, a także zaktualizowała plan długoterminowego budżetu UE na lata 2021-2027. Komisja Europejska zaproponuje 750 mld euro na odbudowę gospodarczą UE, z czego 500 mld euro miałyby być przekazane państwom członkowskim w formie bezzwrotnych grantów, a 250 mld euro udostępnione w formie pożyczek. Pieniądze te również muszą być wydane przez kraje członkowskie m.in. na dekarbonizację własnych gospodarek.

Czerwcowe posiedzenie członków Rady Europejskiej miało dotyczyć nie tylko kształtu Funduszu Odbudowy oraz przyszłego budżetu UE, lecz także sprawy neutralności klimatycznej UE i ostatecznej formy i harmonogramu wdrażania Europejskiego



Zielonego Ładu. Jednak zgodnie z komunikatem dotyczącym spotkania Członków Rady<sup>9</sup>, na spotkaniu głównym tematem będzie Fundusz Odbudowy dotyczący koronakryzysu (ang. Recovery package), a także ramy finansowe budżetu UE na lata 2021-2027. Nie będzie zapowiadanego głosowania w sprawie neutralności klimatycznej, a także stanowiska Polski w tej sprawie.

Powyższe tezy i proponowane przez UE rozwiązania znajdują coraz szersze zrozumienie w Polsce. Media informują o pozytywnym stanowisku Polski w sprawie europejskiej tarczy antykryzysowej. Portal Biznes Alert<sup>10</sup>, powołując się na przedstawicieli Rządu (za przygotowanie stanowiska odpowiada Ministerstwo Klimatu) napisał, że Polska popiera wsparcie transformacji energetycznej unijną tarczą antykryzysową, upatruje w niej szansy na zwiększenie suwerenności i stawia tezę, że Polacy chcą, aby unijna tarcza antykryzysowa dla energetyki wspierała innowacyjne technologie. Zdaniem ww. portalu Polacy domagają się działań na rzecz ograniczenia niesprawdliwej konkurencji spoza UE. Rosnąca ostatnio zależność od surowców energetycznych nie może zostać bowiem zamieniona na zależność od komponentów mających służyć budowie energetyki odnawialnej, a w szczególności energetyki słonecznej i wiatrowej.

Niespodziewanie, właśnie w energetyce, zagrożenie geopolitycznymi skutkami pandemii łączy członków UE w działaniach na rzecz przyspieszenia transformacji energetycznej i zielonej reindustrializacji.

Pandemia i początkowa faza kryzysu tylko przejściowo spowolniła prace UE nad mechanizmami wsparcia środowiskowo zrównoważonych inwestycji. Celem tych konsekwentnie prowadzonych prac jest przekierowanie przepływów finansowych ku takim projektom. UE chce zrównoważonego wzrostu gospodarczego, gdyż pomoże on jej osiągnąć cele klimatyczno-energetyczne zgodnie z porozumieniem paryskim i oenietowską agendą na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030. Aby jednak je osiągnąć, UE musi wypełnić lukę inwestycyjną szacowaną na 180 mld euro rocznie. Dlatego w osiągnięciu wspomnianych celów kluczową rolę do odegrania ma sektor finansowy.

Już w marcu 2018 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet<sup>11</sup> działań dotyczących systemu finansowego, którego celem ma być wspieranie starań UE na rzecz klimatu i zrównoważonego rozwoju. Plan działań nie tylko ustala zasady dla finansów publicznych, ale zmierza także w kierunku tworzenia takich ram prawnych, które zachęcą do podobnych działań prywatne podmioty, m.in.: banki, zakłady ubezpie-

9 [https://www.consilium.europa.eu/pl/meetings/european-council/2020/06/19/?utm\\_source=dsms-auto&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=Video+conference+of+the+members+of+the+European+Council](https://www.consilium.europa.eu/pl/meetings/european-council/2020/06/19/?utm_source=dsms-auto&utm_medium=email&utm_campaign=Video+conference+of+the+members+of+the+European+Council)

10 <https://biznesalert.pl/tarcza-antykryzysowa-unia-europejska-energetyka-klimat-stanowisko-ministerstwo-klimatu-magazyny-energii-wodor>

11 <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/sustainable-finance/>





czeń, fundusze emerytalne, podmioty zarządzające aktywami lub doradców inwestycyjnych. W ślad za planem przedstawione zostały propozycje aktów prawnych. Jedną z kluczowych propozycji jest wprowadzenie systemu jednolitej klasyfikacji (tzw. taksonomii<sup>12</sup>) działalności podmiotów systemów finansowych. Rozporządzenie, którego ostateczny kształt został uzgodniony na początku grudnia, ma wskazywać, które z finansowych działalności przyczyniają się do zrównoważonego rozwoju, w tym zapobiegania zmianom klimatu. Celem Komisji Europejskiej jest, aby wspólne zasady obowiązywały nie tylko publiczny sektor finansowy, ale także podmioty prywatne. Jest duża szansa, że tak się stanie, co oznacza, że dziś podejmowane decyzje będą miały kluczowe znaczenie dla kształtu przyszłych inwestycji energetycznych w UE. Rozwiązania te zdecydowanie promują inwestycje w OZE kosztem inwestycji w paliwa kopalne, w tym także w gaz. Nowa perspektywa finansowa UE 2021-2027 ma potencjał by ukierunkować polską politykę energetyczną i całą energetykę na nowe, tym razem zielone tory.

Kolejnym istotnym działaniem Komisji Europejskiej jest przygotowanie mapy drogowej dotyczącej dokumentu „Strategy for smart sector integration”<sup>13</sup>. Inicjatywa ta ma na celu szersze wykorzystanie technologii niskoemisyjnych lub odnawialnych źródeł energii poprzez elektryfikację, w celu zastąpienia paliw kopalnych energią odnawialną i uczynić sektor energetyczny bardziej obiegowym oraz zintegrowanym z innymi gałęziami gospodarki. Po zakończonych konsultacjach dokument ma planowo być opublikowany w trzecim kwartale 2020 roku.

Ulokowanie kapitału w ramach funduszu odbudowy w sektor wiatrowy umożliwi ponowne rozpędzenie branży nie tylko w projekty morskich farm, ale także w inwestycje związane z lądowymi instalacjami. Pozwoli to na powstawanie zupełnie nowych projektów oraz tzw. repowering, czyli wymianę wyeksploatowanych turbin na nowe o większych mocach. Przykła-

dowo, Niemcy planują zwiększyć moc zainstalowaną w wiatrakach na lądzie z obecnych 54 GW do 67-71 GW w 2030 roku, co z uwagi na repowering oznacza znacznie większe inwestycje niż 1,5 GW/rok. Energetyka wiatrowa odegra również szczególną rolę w coraz mocniej promowanym koncepcie produkcji zielonego wodoru. Swoją strategię wodorową opracowali już Niemcy<sup>14</sup>, polski resort klimatu jest w trakcie przygotowywania takiego dokumentu.

W ramach rozwoju branży PV, polskie firmy, wraz z ponad 90 firmami i instytucjami badawczymi z 15 krajów UE, podpisały deklarację „Solar Europe Now”. Koalicja z silnym poparciem przemysłu, w tym 6 polskich firm, dąży do wykorzystania instrumentów Europejskiego Zielonego Ładu do reindustrializacji i potwierdza zasadność gospodarczą produkcji na terenie UE wszystkich komponentów niezbędnych dla fotowoltaiki. Jednocześnie firmy przemysłowe popierają ideę wpisania fotowoltaiki do projektów wspólnego europejskiego zainteresowania (EU EPCI), uznają za zasadne stopniowe wprowadzenie „unijnego granicznego podatku węglowego” na wyroby fotowoltaiczne spoza UE, a na poziomie krajowym popierają wprowadzenie obligatoryjnego kryterium aby dostawy produktów i usług realizowane w ramach krajowych/unijnych systemów wsparcia OZE, musiały być wytworzone w co najmniej 70% na terenie UE. Polskie firmy zadeklarowały współpracę z innymi krajowymi przedsiębiorstwami w celu mobilizacji i konsolidacji całego krajowego łańcucha dostaw dla fotowoltaiki oraz z rządem i administracją nad strategią przemysłową i wypracowaniem propozycji wkładu polskiego przemysłu w Europejski Zielony Ład. Unijna strategia finansowania zielonych inwestycji i wspierania rozwoju zeroemisyjnych technologii OZE (zgodnych z zasadami taksonomii i przyjętych instrumentów finansowych) wskazuje na technologie OZE i obszary mające największe szanse na pozyskanie kapitału prywatnego. Część z promowanych przez UE rozwiązań ma w Polsce olbrzymi, choć jeszcze dalece niewykorzystany potencjał.

12 <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2019/12/18/sustainable-finance-eu-reaches-political-agreement-on-a-unified-eu-classification-system/>

13 [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en)

14 [https://windeurope.org/newsroom/news/germany-adopts-national-energy-climate-plan-and-an-ambitious-hydrogen-strategy/?\\_cldee=a-2FOYXJ6eW5hLm1pY2hhbG93c2thQGllby5wbA%3d%3d&recipientid=contact-0a2bbc968411e7118107e0071b6e3501-6b7ce03bd-c184de8bba35f0b69b45a88&esid=4e407b46-ffab-ea11-a812-000d3aafe41c](https://windeurope.org/newsroom/news/germany-adopts-national-energy-climate-plan-and-an-ambitious-hydrogen-strategy/?_cldee=a-2FOYXJ6eW5hLm1pY2hhbG93c2thQGllby5wbA%3d%3d&recipientid=contact-0a2bbc968411e7118107e0071b6e3501-6b7ce03bd-c184de8bba35f0b69b45a88&esid=4e407b46-ffab-ea11-a812-000d3aafe41c)

# 3 Technologie OZE rekomendowane do zastosowania w Polsce w ramach określonych Europejskim Zielonym Ładem

## 3.1 PODSTAWY WYBORU OPTIMALNYCH EKONOMICZNIE TECHNOLOGII I IDENTYFIKACJI PRIORYTETOWYCH OBSZARÓW INWESTYCJI W OZE

Sektory elektroenergetyki i ciepłownictwa rozpoczynają transformację energetyczną wiodącą do szybkiego obniżania emisji do atmosfery i wprowadzania na szeroką skalę nowych technologii. Wiąże się ona m.in. z radykalnym przechodzeniem energetyki ze źródeł emisyjnych do zeroemisyjnych, odchodzeniem od procesów spalania w energetyce, a w efekcie ukierunkowaniem nowych inwestycji na źródła energii o większych nakładach inwestycyjnych (CAPEX) oraz niskich kosztach eksploatacyjnych (OPEX).

Zmienia to oczekiwania uczestników rynku wobec instytucji finansujących, co stanowić będzie wyzwanie, a jednocześnie otworzy dodatkowe, nieznane dotychczas, możliwości. W przypadku inwestycji w źródła zeroemisyjne minimalizowane jest ryzyko inwestycyjne (brak ryzyka związanego ze wzrostem cen uprawnień do emisji i ew. wzrostem cen paliw) oraz powstaje przestrzeń do zróżnicowania kosztów kapitału dla źródeł wysoce emisyjnych i zeroemisyjnych oraz przyspieszenie transformacji. W przypadku źródeł zeroemisyjnych (tzw. technologie CAPEX-owe), o kosztach energii decyduje koszt kapitału (wzrost kosztów kapitału o 2% podwyższa koszty energii o 6-7%). W związku z tym rośnie rola instytucji finansowych w budowie konkurencyjności krajowej energetyki.

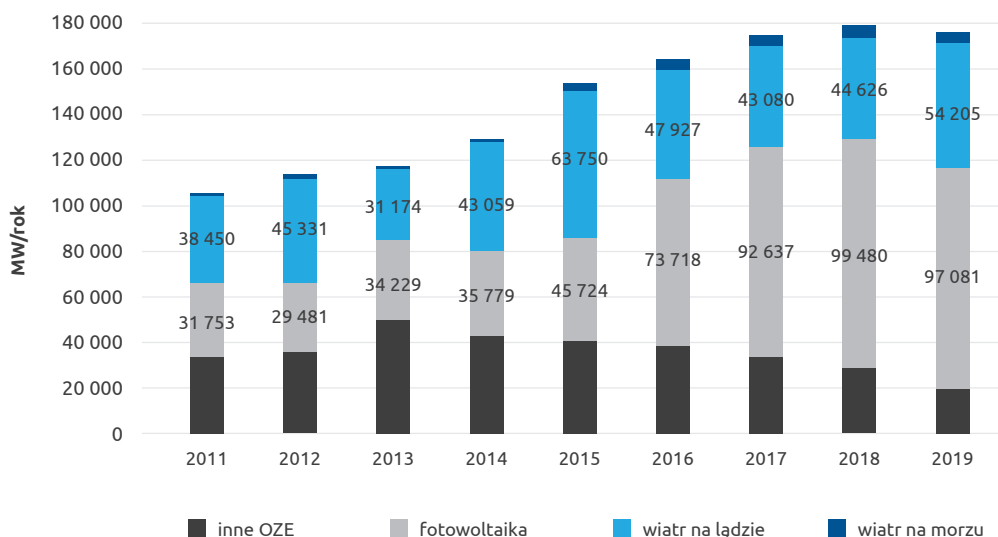


Energetycy, ekonomiści i instytucje finansujące zadają pytanie, czy są granice inwestycji w źródła bezemisyjne i polska energetyka w dłuższej perspektywie (2050) może całkowicie przejść na tańsze, bezemisyjne źródła. Pytania takie są podnoszone w Polsce, ale zazwyczaj energetyka jako aksjomat odpowiada, że jest to niemożliwe. Częściowo wynika to z zapóźnienia (braku większych doświadczeń) w państwowej energetyce z OZE i braku (z przyczyn politycznych) zainteresowania rządu zmianą strategii energetycznej, a częściowo z przemysłanej strategii utrzymania jak najdłuższej status quo. Tradycyjna energetyka od dekady kwestionowała możliwość funkcjonowania systemu energetycznego opartego na zeroemisyjnych, pogodowo zależnych OZE i zazwyczaj tłumaczyła to utrzymaniem stabilności systemu energetycznego. Początkowo granicą bezpieczeństwa systemu energetycznego miało być 3-5% udziału

energii wiatru i słońca (prace PSE z lat 2000-nych), potem zaś 10%, czyli poziom, do którego faktycznie dochodzimy w naszym kraju. Tymczasem w Hiszpanii i Portugalii udział tych źródeł w zużyciu energii przekracza 20%, w Danii zbliża się do 50%, w południowej Australii sięga 55%, a systemy energetyczne tych krajów funkcjonują bez zarzutu, z mniejszą liczbą przerw w dostawach energii niż w Polsce. Te doświadczenia otwierają drogę do dalszej ekspansji źródeł pogodowo zależnych w systemach energetycznych.

Na koniec 2019 roku (wg agencji IRENA) światowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej i słonecznej wyniosły odpowiednio 623 GW i 586 GW, a odpowiednie roczne przyrosty mocy 54 i 97 GW, co łącznie stanowiło 89% całkowitego przyrostu mocy elektrycznych na świecie w ub. roku – rysunek 3.1.

Rysunek 3.1 Przyrosty nowych mocy w OZE na świecie w latach 2001-2019



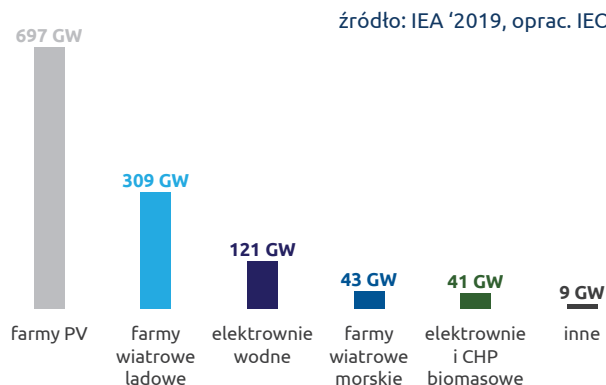
źródło: IRENA'2020, oprac. IEO

Prognozy na kolejne lata przewidują kontynuację obecnych trendów. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA: Renewables 2019) zakłada w latach 2019-2024 wzrost mocy zainstalowanej OZE o 1220 GW, w tym udział energetyki wiatrowej i fotowoltaiki w inwestycjach na wynosić ponad 86% – rysunek 3.2.

Polska nie może ignorować tych trendów i podążać w kierunku źródeł wysokoemisyjnych o wysokich kosztach. Powinna odejść od promowania źródeł uznawanych za „stabilne”, ale drogich i wykorzystujących procesy spalania. Dlatego konieczna jest reforma rynku energii, tzw. „sector coupling” (elektryfikacja ciepłownictwa i transportu).

Powyżej zarysowany kierunek rozwoju OZE pozwoliłby jednocześnie na redukcję emisji CO<sub>2</sub> oraz na eliminację niskiej emisji, a także zrównoważony rozwój rolnictwa i gospodarki. Dokładnie w takim kierunku idzie polityka UE, sprowadzająca się do neutralności klimatycznej w 2050 r. we wszystkich sektorach oraz sprawiedliwej transformacji, w ramach EZŁ. Szybki rozwój technologii OZE, wyczerpywanie się dotychczasowego modelu rozwoju krajowej energetyki i nowe impulsy z UE stwarzają także w Polsce niepowtarzalną okazję na zieloną transformację energetyczną.

**Rysunek 3.2 Prognoza przyrostów nowych mocy w OZE na świecie w latach 2019-2024**



W poniższym rozdziale prezentujemy wszystkie istotne technologie OZE, które można brać pod uwagę w dekarbonizacji sektorów elektroenergetyki oraz ciepłownictwa jednocześnie wskazując te, które charakteryzują się najniższymi nakładami inwestycyjnymi i kosztami eksploatacyjnymi. Wskazane technologie powinny w sposób szczególny zainteresować branżę oraz rozpędzić transformację polskiej energetyki. W sposób bardziej szczegółowy scharakteryzowane zostały te technologie i rozwiązania promowane w polityce energetycznej i klimatycznej UE, które osiągnęły już pełną dojrzałość techniczną, ale na polskim rynku są mniej znane. Należą do nich np. technologie zielonego ogrzewnictwa (tzw. green power-to-heat) oraz magazyny ciepła wykorzystywane w szerokiej koncepcji integracji sektorów energii elektrycznej i ciepła (tzw. sectors coupling). Zapotrzebowanie na te technologie szybko narasta wraz ze wzrostem udziału źródeł zeroemisyjnych w systemach energetycznych oraz z obchodzeniem od spalania paliw kopalnych.





Badania międzynarodowe, m.in. globalne analizy Uniwersytetu Stanforda<sup>15</sup>, w których uwzględniono także Polskę wykazały, że w Polsce możliwy jest nawet 100% udział wyłącznie zeroemisyjnych OZE, ale do rozwiązania problemu z bilansowaniem „pogodowo zależnej mocy” należy w pełni wykorzystać integrację ciepłownictwa i elektroenergetyki oraz zdolności magazynowania energii elektrycznej w zasobnikach ciepła, bateriach elektrycznych i w „zielonym” wodorze z procesów elektrolizy. Taki miks energetyczny dałby koszt energii poniżej 10 centów amerykańskich za 1 kWh, czyli mniej niż energia z obecnego systemu opartego na węglu. W niniejszej analizie pominięto technologie, których komercjalizacja może nastąpić po 2025 roku, a skupiono na wyszukiwaniu tych technologii, które umożliwiają inwestycje komercyjne już w okresie do 2025 roku.

### 3.2 LISTA TECHNOLOGII Z WYSZCZEGÓLNIANYMI JEDNOSTKOWYMI NAKŁADAMI INWESTYCYJNYMI ORAZ OPERACYJNYMI (CAPEX, OPEX)

W tabeli 3.1 zestawiono aktualne koszty technologii OZE: niezbędne nakłady inwestycyjne (CAPEX) oraz wydatki operacyjne w trakcie eksploatacji (OPEX) oraz wymagające indywidualnej oceny koszty produkcji energii reprezentowane przez LCOE (tzw. zlinearyzowany koszt produkcji energii).

W dalszych analizach dotyczących skali inwestycji skupiono się na CAPEX, w mniejszym zakresie zestawiano je z OPEX, pominięto LCOE. Warto jednak podkreślić, że w elektroenergetyce średnie (referencyjne) koszty produkcji energii wyznaczone są corocznie przez ministra ds. energii w ramach rozporządzenia ds. energii w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Najnowsze dostępne rozporządzenie z kwietnia 2020 roku<sup>16</sup> wskazuje że LCOE dla energii elektrycznej z OZE wynosi odpowiednio: dla farm wiatrowych 250 zł/MWh (w praktyce inwestorzy w latach 2018-2029 składali oferty po średnio 200 zł/MWh), dla dużych farm fotowoltaicznych – 340 zł/MWh, dla dużej energetyki wodnej 700 zł/MWh, dla biogazowni rolniczych 570-760 zł/MWh, a dla biomasy 650 zł/MWh. W przypadku ciepłownictwa systemowego, z uwagi na fakt, że nie buduje się nowych ciepłowni, koszty ciepła należy odnosić do projekcji kosztów z istniejących ciepłowni węglowych, do których wprowadzane są OZE. Przy takim podejściu najniższe LCOE notują kolektory słoneczne, biomasa i GPtH<sup>17</sup>, uzupełnieniem wspierającym prace ciepłowni hybrydowej (wielozródłowej) są magazyny ciepła, Więcej w rozdziale 3.3.



15 Mark Z. Jacobson et al: 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight (WWS) All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. 2016

16 Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 kwietnia 2020 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r. Dz.U z 4 maja 2020 r. Poz. 798

17 Instytut Energetyki Odnawialnej: OZE i magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie. URL: <https://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/1360-oze-i-magazyny-ciepla-w-polskim-cieplownictwie-nowy-raport-ieo>



Poniższe zestawienie dotyczące CAPEX (podstawa do liczenia wysokości niezbędnych nakładów inwestycyjnych), uzupełnione o OPEX (aby móc wyróżnić inwestycje w źródła zeroemisyjne, które nie zależą od kosztów paliw i ryzyk związanych z założeniami w tym zakresie) zostało podzielone na najważniejsze technologie dla elektroenergetyki oraz ciepłownictwa. Są to niezbędne dane przy planowaniu kolejnych kroków transformacji polskiej energetyki.

**Tabela 3.1 Zestawienie parametrów ekonomicznych technologii OZE**

źródło: IEO

	<b>Moc</b> MWe	<b>CAPEX</b> zł/MWe	<b>OPEX</b> zł/MWe/rok
<b>ELEKTROENERGETYKA</b>			
farmy fotowoltaiczne	> 1	2 500 000	112 000
farmy fotowoltaiczne	< 1	3 330 000	112 000
lądowa farma wiatrowa	> 1	6 100 000	90 000
morska farma wiatrowa	> 1	11 000 000	235 000
kogeneracja na zrębki drzewne z kotłem fluidalnym	> 50	11 200 000	332 000
biogazownia rolnicza	0,2 – 5	13 000 000	4 000 000
<b>CIEPŁOWNICTWO SYSTEMOWE</b>			
<b>GREEN POWER-TO-HEAT</b>			
kocioł elektrodowy	1 – 50	310 000	6 500
magazyn ciepła średniookresowy	0,5-350 MWh	800 000	1 720
<b>KOLEKTORY SŁONECZNE</b>			
kolektory słoneczne płaskie	>0,5	1 160 000	900
magazyn ciepła sezonowy – TTES (Tank Thermal Energy Storage)	3 – 1500 MWh	400 000	1 700
kocioł biomasowy na potrzeby ciepłowni na zrębki	0,5 – 20	2 200 000	160 000
pompa ciepła – zastosowanie w ciepłownictwie	1 – 5	2 940 000	100 000
moduł geotermalny	0,5 – 50	5 380 000	107 500

Z powyżej tabeli można wyciągnąć wniosek, że najbardziej atrakcyjnymi rynkowo technologiami w sektorze elektroenergetyki są farmy fotowoltaiczne oraz lądowe farmy wiatrowe. Charakteryzują się one zarówno najniższymi wartościami jednostkowych nakładów inwestycyjnych, jak i operacyjnych. Oznacza to, że budowa, jak i eksploatacja jednego megawata mocy jest w ich przypadku najkorzystniejsza finansowo.

Dla ciepłownictwa systemowego optymalnymi ekonomicznie instalacjami są kolektory słoneczne, współpracujące z nimi nierzadko sezonowe magazyny ciepła. Istotna jest także realizacja nowej idei łączenia sektorów poprzez wdrażanie takich technologii jak elektroogrzewnictwo (tzw. Green Power-to-Heat) oparte na wykorzystaniu nadwyżek energii pochodzącej ze źródeł pogodowo-zależnych.

Tradycyjne kolektory słoneczne znajdują zastosowanie u odbiorców indywidualnych jako systemy podgrzewania ciepłej wody użytkowej lub systemy wspomagające centralne ogrzewanie. Jednocześnie większość kolektorów może być stosowana także w średnich systemach ciepłowniczych (np. spółdzielnie mieszkaniowe) i w dużych systemach ciepłowniczych jako wsparcie dla podstawowego źródła ciepła. Obecnie największą działającą instalacją kolektorów słonecznych w Polsce jest instalacja należąca do Spółdzielni Mieszkaniowej „Radogoszcz”, znajdującej się w Łodzi. Ich łączna powierzchnia wynosi 7368 m<sup>2</sup> (5,1 MW). Jest to jedna z czterech instalacji w Polsce, które posiadają moc większą niż 1 MW<sup>18</sup>.

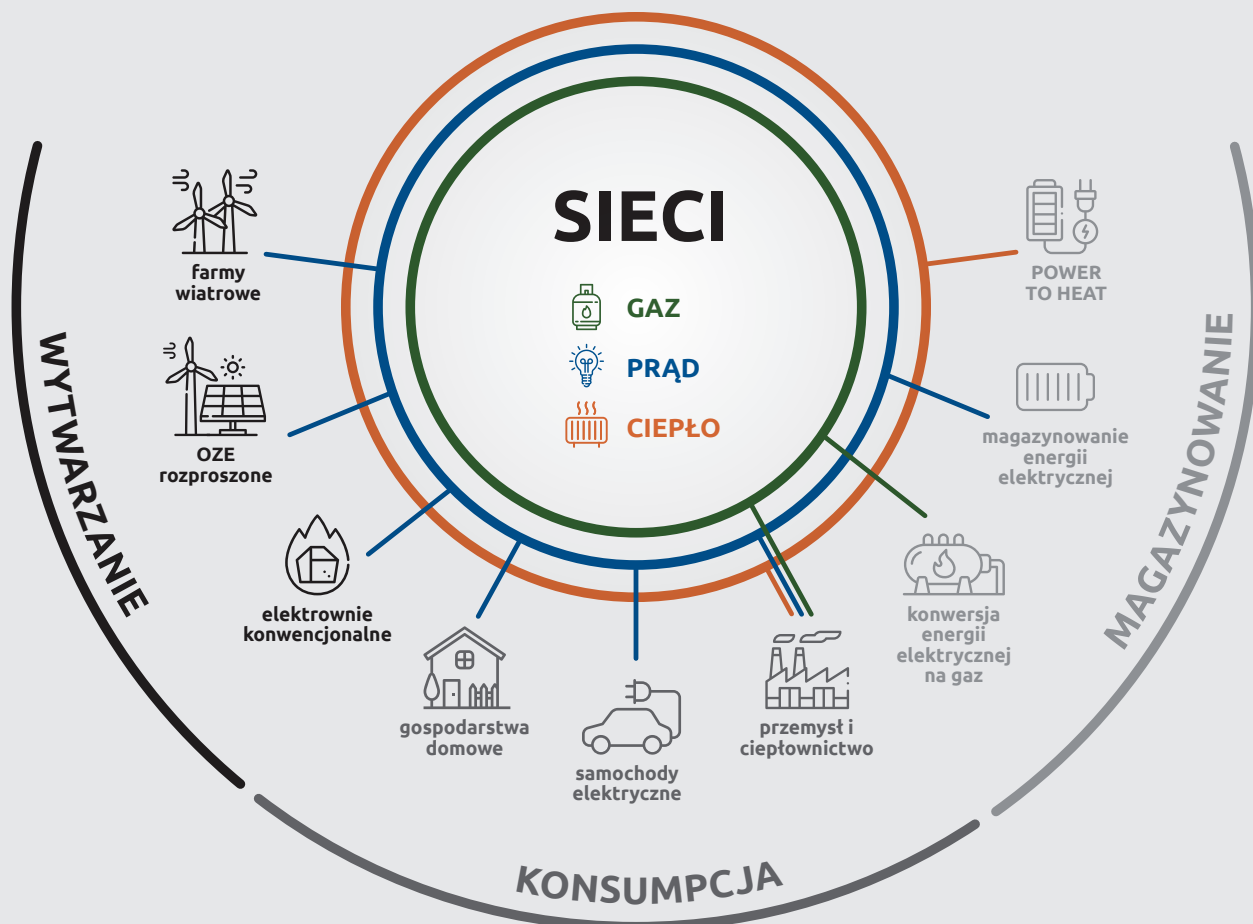
### 3.3 NOWOCZESNE IDEE I TECHNOLOGIE ZGODNE Z NOWĄ POLITYKĄ KLIMATYCZNĄ – SECTORS COUPLING, GREEN POWER-TO-HEAT, MAGAZYNY CIEPŁA

Idea „sector coupling”, tzn. idea „łączenia sektorów”, stosowana w polityce energetycznej ma za zadanie wykorzystanie energii elektrycznej w takich branżach jak ciepłownictwo czy transport, a w szczególności zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do ich zasilania. Stanowić to będzie ułatwienie ograniczania emisji gazów cieplarnianych z tych sektorów, co wpisuje się zdecydowanie w nowe ramy polityki klimatycznej Komisji Europejskiej. „Sectors coupling” ma prowadzić do całkowitej dekarbonizacji wszystkich sektorów przemysłu zgodnie z ustaleniami Zielonego Ładu i pomóc także w wypełnieniu europejskiego wkładu w zobowiązania wynikające z Porozumienia Paryskiego z 2015 roku, które dotyczy światowych wysiłków na rzecz zatrzymania wzrostu globalnych średnich temperatur poniżej 2°C<sup>19</sup>. Takie osiągnięcie ma nadać Europie miano pierwszego kontynentu neutralnego klimatycznie już w 2050 roku. Komisja Europejska przedstawia tę ideę jako drogę do elastyczności systemów energetycznych, tak, aby dekarbonizacja mogła zostać osiągnięta w bardziej efektywny kosztowo sposób.

We współczesnej gospodarce energetycznej istnieją dwa podstawowe sektory: wytwarzanie oraz konsumpcja. Obecnie główną rolę odgrywa wytwarzanie i to temu sektorowi podporządkowana jest konsumpcja. „Sectors coupling” ma za zadanie, poprzez łączenie pozostałych sektorów, zdecydowanie zwiększenie roli konsumpcji oraz rozwój nowego, znaczącego sektora – magazynowania. Integracja wytwarzania, magazynowania i konsumpcji pozwoli na przeprowadzenie transformacji energetycznej w sposób efektywny kosztowo.

18 G.Wiśniewski, P.Pietrzak, P.Tokarczyk. Technologie OZE dla ciepłownictwa. Przegląd Komunalny nr 3/2020

19 Porozumienie Paryskie. [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_pl](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_pl)



**Rysunek 3.3 Sector coupling  
– schemat ideowy**

opracowanie: IEO

## Rozróżnia się dwa podejścia do idei łączenia tych sektorów<sup>20</sup>:

1. **Integracja konsumpcyjna (ang. end-use sector coupling)** – rozumiana jako szeroko pojęta elektryfikacja transportu, ciepłownictwa oraz przemysłu. Polega na stopniowym wycofaniu się ze stosowania paliw kopalnych w tych sektorach oraz zastąpieniu ich energią elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych. W ciepłownictwie dotyczy to zwiększenia wykorzystania kotłów elektrodowych o wysokiej sprawności (powyżej 99%) czy też pomp ciepła do produkcji nośników ciepła (wody i pary). W transporcie – zmniejszenie znaczenia transportu kołowego na rzecz rozwoju kolei, a także rozwój samochodów elektrycznych, a także opartych o biopaliwa czy też wodór.
2. **Integracja międzysektorowa, zwana także „power-to-X”**, w której energia ze źródeł odnawialnych wykorzystywana jest do tworzenia nośników energii wykorzystywanych w poszczególnych sektorach. Nośniki te to przykładowo ciepło (woda), wodór i inne ciekłe paliwa.

20 <https://about.bnef.com/blog/electrification-can-cut-emissions-of-transport-buildings-and-industry-in-europe-by-60-by-2050/>.

Dla sektora elektroenergetyki stopniowe wdrażanie łączenia sektorów wiązać się będzie ze zdecydowanym zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną (w szczególności odnawialną). Ze względu na niższe roczne współczynniki wykorzystania mocy (ang. capacity factor) zeroemisyjnych źródeł pogodowo zależnych, takich jak elektrownie fotowoltaiczne czy wiatrowe, wymagane są większe moce zainstalowane w tych źródłach w celu pokrycia zapotrzebowania na energię, niż choćby dla elektrowni węglowych<sup>21</sup>. Źródła pogodowo zależne nie są w pełni dyspozycyjne (tzn. nie mogą zostać uruchomione „na zawołanie”), zatem niezwykle istotna jest kwestia możliwości magazynowania tej energii, gdy aktualny popyt na energię jest na bieżąco zaspokojony, oraz wykorzystanie magazynów do zasilania sieci, gdy taka możliwość nie występuje. Z wdrożeniem „sector coupling” wiąże się zatem duże nakłady w elektroenergetyce, niezbędne do instalacji nowych mocy w źródłach odnawialnych, ale także do utrzymania infrastruktury sieci elektroenergetycznej (kable, linie napowietrzne, stacje transformatorowe), które muszą być odpowiednio przygotowane do obsłużenia systemu elektroenergetycznego o dużym stopniu nasycenia źródłami pogodowo zależnymi o szybkozmiennej charakterystyce produkcji. Dodatkowo, istotne są także nakłady potrzebne do infrastruktury odpowiadającej za zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej, takie jak elektrolizery do produkcji wodoru, kotły elektrodowe i pompy ciepła oraz urządzenia pomocnicze.

Według najnowszego raportu BloombergNEF<sup>22</sup>, przy wdrażaniu nowych koncepcji w energetyce typu „sector coupling” trzeba zwrócić uwagę na kilka istotnych zagadnień, w tym przyszłość rynku mocy (zmniejsza atrakcyjność nowych rozwiązań, utrwala energetykę paliw kopalnych) i umowy PPA, które tworzą możliwości rozwoju nowych technologii. W ciągu ostatnich lat ponad 16 GW mocy ze źródeł odnawialnych zostało zakontraktowanych w formule PPA<sup>23</sup>, także w Polsce<sup>24 25</sup>.

Co więcej, umowy PPA są jednoznacznie wpisane w aktualną politykę energetyczną Komisji Europejskiej w tzw. Dyrektywie RED II (Renewable Energy Directive II)<sup>26</sup> o promowaniu energii ze źródeł odnawialnych. Dyrektywa ta zobowiązuje Państwa Członkowskie do opisywania polityk i środków ułatwiających upowszechnianie umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej w swoich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu (Art. 15 Dyrektywy RED II). Niestety, w Polsce istnieją obecnie pewne bariery dla takich umów, ze względu na praktyczny brak możliwości budowy i wykorzystania linii bezpośrednich (bez wykorzystania sieci dystrybucyjnej), a umowy PPA nie zostały uwzględnione w polskim Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030<sup>27</sup>.

21 Dla całego systemu elektroenergetycznego Polski, współczynniki takie wynoszą obecnie ok. 11% dla źródeł fotowoltaicznych i ok. 27% dla elektrowni wiatrowych lądowych, zaś dla źródeł konwencjonalnych: elektrownie na węgiel kamienny ok. 46%, elektrownie na węgiel brunatny ok. 76%). Źródło: Prognoza kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej do 2040 roku, IEO 2020.

22 <https://about.bnef.com/blog/electrification-can-cut-emissions-of-transport-buildings-and-industry-in-europe-by-60-by-2050/>.

23 <https://resource-event.eu/new-to-ppas/>

24 <https://www.kp.pl/dla-mediow/browary-kompanii-piwowarskiej-przechodza-w-100-na-energie-elektryczna-pochodzaca-z-wiatru-dzieki-wspolpracy-z-innogy>;

25 <https://www.signify.com/global/our-company/news/press-releases/2019/20191002-signify-signs-vppa-with-gig-blowing-fresh-breeze-of-renewable-energy-into-polish-operations>

26 DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

27 <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany>

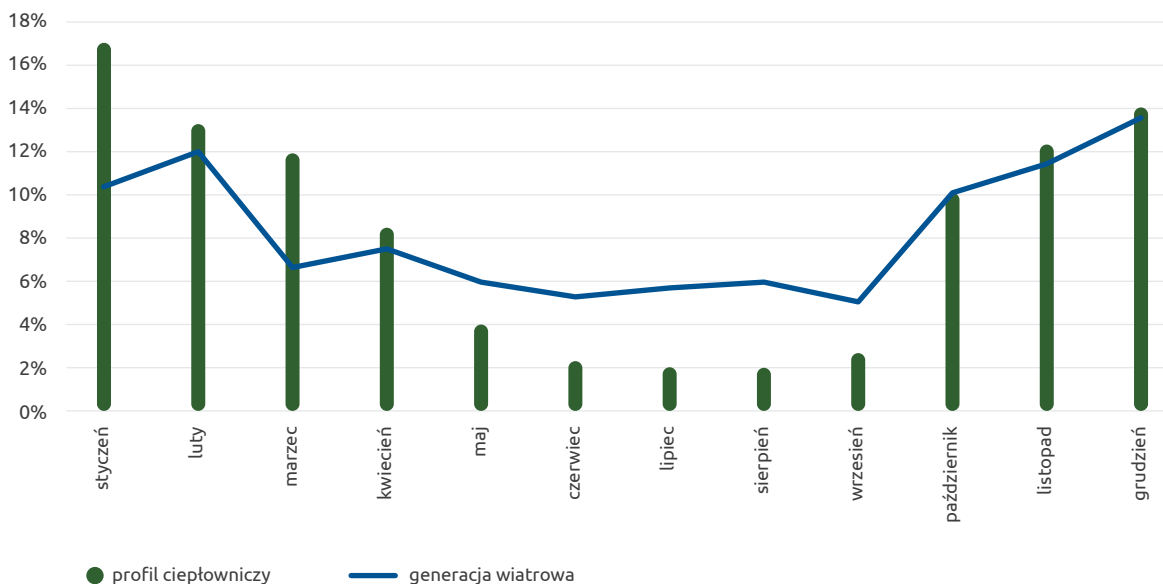
## GREEN POWER-TO-HEAT

Zupełnie nieznaną do tej pory w Polsce technologią OZE dla ciepłownictwa, związaną z ideą łączenia sektorów, a także wspomnianą w tzw. Dyrektywie RED II<sup>28</sup>, jest green power-to-heat (GPtH). Znane też jako elektroogrzewnictwo, odnosi się do idei zagospodarowania nadprodukcji energii elektrycznej ze źródeł OZE, w szczególności pogodowo zależnych: farm wiatrowych i słonecznych, w okresach, gdy ceny energii na rynku są najniższe. W procesie tym niezwykle ważne jest ustalenie właściwej ceny takiej transakcji, aby obie jej strony osiągały znaczną korzyść wynikającą z jej zawarcia. Producentowi energii gwarantuje to sensowną

cenę, po której dokona sprzedaży energii elektrycznej, zaś odbiorcy – producentowi ciepła – korzystniejszą ofertę względem aktualnych kosztów produkcji. Koncepcja GPtH opiera się na integracji rynków energii elektrycznej i systemów ciepłowniczych. Profil obciążenia ciepłowniczego jest w dużym stopniu skorelowany z profilem generacji wiatrowej w warunkach polskich. Na tej podstawie można wyciągnąć wniosek, że najkorzystniejsze z punktu widzenia ciepłownictwa, ceny energii elektrycznej pojawią się na rynku właśnie w okresie jesienno-zimowym, kiedy zapotrzebowanie jest największe, co stanowi kolejny aspekt pozytywnie przemawiający za integracją sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa.

**Rysunek 3.4 Zestawienie profili obciążenia ciepłowniczego oraz generacji wiatrowej**

źródło: PSE, profile ciepłownicze oprac. i skorelowane przez IEO





W przypadku systemów ciepłowniczych głównym źródłem ciepła współpracującym z GPtH są kotły elektrodowe. Podgrzewają one wodę, wykorzystując energię elektryczną. Rzadziej bierze się pod uwagę pompy ciepła ze względu na ich wyższe koszty inwestycyjne w stosunku do kotłów elektrodowych. Kotły elektryczne elektrodowe są przeznaczone dla projektów większych, a pojedyncze jednostki wytwórcze tego typu są dostępne w zakresie 1-60 MW (przy czym najczęściej spotykane są z zakresu 5-50 MW). Zasada jego działania polega na dostarczaniu energii elektrycznej do elektrod zanurzonych w wodzie, przez które płynie prąd elektryczny i podgrzewa w ten sposób wodę lub generuje parę wodną do zastosowań technologicznych. Dużą zaletą tego typu rozwiązań jest to, że poza elastycznością, wykazują się niemalże zerową konsumpcją energii elektrycznej, funkcjonując w fazie „stand-by” oraz wysoką sprawnością – rzędu 99,9%. Czas zmiany obciążenia kotła elektrodowego pozostającego w czuwaniu, od minimalnego do maksymalnego obciążenia to ok. 30 sekund, zaś ze stanu zimnego do maksymalnego obciążenia w czasie do 5 minut. Przyłączane są do sieci średniego lub wysokiego napięcia. Mogą służyć także jako kotły zapasowe w przypadku awarii kotłów konwencjonalnych.

Istotnym elementem koncepcji GPtH, obok kotłów elektrodowych, są magazyny ciepła, gdyż korzystne ceny energii elektrycznej nie zawsze spotykają się z odpowiednim zapotrzebowaniem na ciepło w systemie. Krótkookresowe magazyny potrafią zakumulować ciepło w cyklach 24-godzinnych i za ich pomocą możliwe jest odpowiednie zarządzanie produkcją. Trzecim, niezbędnym komponentem GPtH jest system automatyki, sterujący całym procesem: od zakupu taniej energii elektrycznej, poprzez współpracę z istniejącymi jednostkami wytwórczymi, aż do zarządzania pracą magazynu ciepła.

W Polsce istnieje duży potencjał do elektryfikacji ciepłownictwa ze względu na liczbę systemów ciepłowniczych. W 2019 istniało w Polsce 412 miejskich systemów ciepłowniczych o łącznej mocy zainstalowanej 54,912 GWth, przy czym aż ok. 16,5 mln mieszkańców naszego kraju jest zaopatrywana w ciepło pochodzące z tych systemów<sup>29</sup>.

## MAGAZYNY CIEPŁA

Potencjał OZE w ciepłownictwie i ich efektywność szybko rosną wraz z rozwojem technologii magazynowania ciepła. Obecnie stosowane techniki to tzw. krótko- i średniookresowe magazynowanie ciepła w postaci zbiorników przez okres od kilku godzin do nawet 3 dni. Ciepło jest gromadzone w zaizolowanych termicznie zbiornikach stalowych z wymiennikami jedno- lub dwu-wężownicowymi, o odpowiedniej pojemności. Magazyny ciepła wykorzystywane są aktualnie zarówno w instalacjach odbiorców indywidualnych (np. zbiorniki solarne odbierające ciepło od kolektorów słonecznych zainstalowanych na dachu), jak i dużych systemach ciepłowniczych, opartych na jednostkach kogeneracyjnych. Akumulatory ciepła to zbiorniki o ogromnych pojemnościach, służące do optymalizacji pracy systemu ciepłowniczego i wyrównania dobowych dysproporcji między zapotrzebowaniem na ciepło i zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Krótko- i średnioterminowe magazyny ciepła to także niezbędny element technologii green power-to-heat (więcej w kolejnym rozdziale dotyczącym energii elektrycznej z OZE).

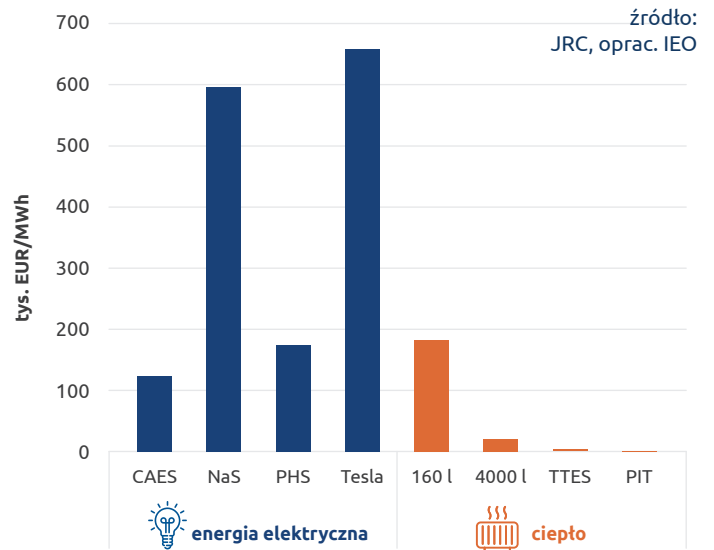


W przypadku zastosowania OZE w systemach ciepłowniczych, kluczowym aspektem przemawiającym za zastosowaniem magazynu ciepła jest sezonowa dysproporcja w podaży ciepła z OZE (szczególnie ciepła słonecznego) i zapotrzebowaniu na ciepło. Tzw. sezonowe magazyny ciepła służą do zakumulowania energii do momentu, w której pojawi się na nią popyt. Sezonowe magazyny ciepła są doskonałym uzupełnieniem instalacji OZE wyposażonych w m.in. kolektory słoneczne.

W Polskich ciepłowniach i elektrociepłowniach funkcjonuje zaledwie kilka dobowo-godzinowych magazynów ciepła. Największy z nich znajduje się przy Elektrociepłowni Siekierki w Warszawie. Akumulator o pojemności 30,4 tys. m<sup>3</sup> kosztował ok. 50 mln zł. Kilka ciepłowni rozważa budowę magazynów sezonowych z kolektorami słonecznymi. W Polsce, na chwilę obecną, działa jedna pilotażowa instalacja wspomagana takim rodzajem magazynu ciepła. Znajduje się w Żąbkach pod Warszawą. Magazynem ciepła jest woda zgromadzona w zbiorniku o pojemności 800m<sup>3</sup>. Za jej podgrzewanie odpowiedzialna jest instalacja kolektorów słonecznych (o łącznej powierzchni 150m<sup>2</sup>) oraz sprężarkowa pompa ciepła.

Koncept sezonowego magazynowania ciepła w systemach ciepłowniczych jest szerzej wykorzystywany m.in. w Niemczech. Za przykład może posłużyć magazyn zlokalizowany w Monachium. Inwestycja w akumulator wodny o pojemności 5700 m<sup>3</sup> współpracuje z polem kolektorów słonecznych, które zasila go latem. Całkowity nakład inwestycyjny wyniósł w 2006 roku około 9 mln euro.

**Rysunek 3.5 Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla różnych metod magazynowania energii**



- CAES – magazynowane w sprężonym powietrzu
- NaS – akumulatory sodowo-siarkowe
- PHS – elektrownie szczytowo-pompowe
- TTES – sezonowe magazynowanie ciepła w zbiorniku naziemnym
- PIT – sezonowe magazynowanie ciepła w zbiorniku podziemnym

Idea wielkoskalowego magazynowania energii w postaci ciepła to pomysł znacznie mniej kapitałochłonny od akumulacji energii mechanicznej lub przy pomocy baterii. W porównaniu do jednych z najbardziej popularnych obecnie baterii litowo-jonowych firmy Tesla, sezonowe magazyny ciepła odznaczają się ok. 300-krotnie mniejszymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi na jednostkę pojemności.





# 4 Krajoby potencjał produkcji i eksportu urządzeń i komponentów OZE dla elektroenergetyki i ciepłownictwa – kluczowi (w tym krajowi) producenci technologii OZE

Pandemia koronawirusa w sposób istotny uwypukliła problemy związane z globalnymi łańcuchami dostaw wewnątrz niektórych sektorów OZE. W związku z tym należy zwrócić uwagę i przeanalizować pozycję polskich producentów komponentów OZE na rodzimym rynku.

## 4.1 FOTOWOLTAIKA

Rynek ogniw i modułów fotowoltaicznych zdominowany jest przez azjatyckich producentów. Tacy chińscy giganci jak m.in. Jinko Solar, JA Solar, Trina Solar czy Risen Energy odpowiadają obecnie za ok. 70% światowych zamówień na moduły PV. Nie inaczej sytuacja wygląda w Polsce. Istnieje wiele firm instalatorskich, które są jednocześnie dystrybutorami powyższych technologii. Azjatyckie moduły wykorzystywane są zarówno w instalacjach prosumentów, jak i przy projektach dużych farm fotowoltaicznych.

W Polsce jest 7 krajowych firm zajmujących się produkcją modułów fotowoltaicznych. Są to w większości firmy dość młode, jednak dynamicznie rozwijające się i stale zwiększające swoje moce produkcyjne. **Bruk-Bet Solar** to firma będąca częścią spółki Bruk-Bet, potentata w branży budowlanej. W 2011 roku została przez nich otwarta w Tarnowie fabryka modułów fotowoltaicznych o wydajności 120 MW rocznie. Bruk-Bet Solar jest producentem paneli polikrystalicznych o mocy ok. 270 W i sprawności ponad 17% oraz monokrystalicznych, o mocy od 315 do 400 W i sprawności 19,7% lub ponad 20,3%. Są to parametry porównywalne do tych, którymi odznaczają się urządzenia oferowane przez światowych liderów branży.





Powstała w 2012 roku **Selfa PV** to jeden z pierwszych producentów paneli fotowoltaicznych w Polsce. Firma ta należy do krajowej czołówki, w swojej ofercie posiada moduły poli- oraz monokrystaliczne. Kolejnym dużym producentem jest bydgoski Hanplast. Firma ta dysponuje linią o rocznej wydajności 100 MW. Produkowane przez **Hanplast** ogniwa HJT (wielozłączowe) charakteryzują się większą sprawnością. W ofercie Hanplastu znajdują się również panele Bifacial. Technologia ta pozwala na zwiększenie uzysku energetycznego o 15-30% dzięki absorpcji przez tylną stronę modułu światła odbitego od podłoża. Firma **XDISC** w 2012 rozpoczęła produkcję standardowych paneli fotowoltaicznych. W 2013 roku poszerzyła swoją ofertę o moduły elastyczne i BIPV (Building-integrated photovoltaics) czyli fotowoltaiki zintegrowanej z budynkami. Obecnie XDISC dysponuje linią produkcyjną o wydajności 80 MW rocznie. Najnowszą firmą, która weszła na rynek przemysłowych producentów modułów PV 9w 2020 roku) jest firma **JBGPV**.

Są też firmy mniej znane, działające w niszach. Ciekawostką na rynku jest **BB Solar** z Bielska Białej. Jest to lokalny producent niszowych paneli fotowoltaicznych. Firma ta wytwarza rocznie panele o mocy do 2 MW. W dużej mierze produkty te są używane na potrzeby realizowanych przez BB Solar instalacji. BB Solar zajmują się również technologią modułów przeznaczonych do pracy w wyższych temperaturach (panele DESERT). **Solar Energy** to kolejne polskie przedsiębiorstwo, które wykazuje aktywność w zakresie produkcji modułów fotowoltaicznych. Zgodnie z deklaracjami, firma ta posiada zautomatyzowaną linię o mocy produkcyjnej 70 MW na rok. Produkcja obejmuje wszystkie etapy procesowe: od załadunku szkła, przez łączenie ogniw, laminowanie, montaż ram i puszek przyłączeniowej, po testowanie.

Oprócz firm produkujących panele, na terenie naszego kraju funkcjonują przedsiębiorstwa zajmujące się systemami mocowań (m. in. Energy5 i Remor) oraz firma produkująca inwertery – Spirvent. Silną stroną Polski w łańcuchu dostaw są konstrukcje służące do fundamentowania: Corab, Budmat, które pełnią też rolę integratorów i rozwijają potencjał eksportowy. Szybko rozwijają się firmy EPC realizujące farmy fotowoltaiczne: CentroEnergia, Coral, Eko Solar, Electrum, Elektromontaż Wschód, Ekopower21, Etexinstal, HuaPol Solar Group, Helios Strategia Polska, Hymon Energy, IDS-BUD, MEGAWATY, Milarys Polska, PBDI, Projekt-Solartechnik Polska, PVTEC Polska, Revolton, Solar Park Zamość. Działają też wiele firm funkcjonujących w otoczeniu oraz w różnych miejscach łańcucha dostaw, w jakim nowe technologie wprowadzane są na rynek, a w szczególności dystrybutorów i firm doradczych.

W 2020 roku wytworzyła się nowa sytuacja na rynku dostaw technologii PV. Pandemia, w szczególności na przykładzie produkcji urządzeń dla fotowoltaiki zdominowanej przez Chiny, pokazała konieczność skrócenia łańcucha dostaw w całej Unii Europejskiej i przeniesienia produkcji do miejsc, w których występuje zapotrzebowanie na produkty przemysłowe. Jest to gwarancją zachowania niezależności technologicznej i bezpieczeństwa dostaw. Jednym z takich miejsc jest Polska, z obecnym przyrostem nowych mocy PV rzędu 1-2 GW/rok. Fotowoltaika jest najbardziej prędko rozwijającym się sektorem OZE w Polsce. Zgodnie z założeniami przyjętymi dla opracowania projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. przewiduje się stabilny wzrost mocy osiągalnej w instalacjach PV do ok. 7,3 GW w 2030 roku. Udział polskich producentów modułów, w szybko rosnącym krajowym rynku, spadł z 45% w 2015 roku do 25% w ubiegłym i spadnie poniżej 10% w br. Wynika to z tego, że zdolności produkcyjne polskich technologicznych liderów branży, firm: Bruk-Bet,



Hanplast, ML System, Selfa i X-disc sięgające łącznie ok. 400 MW nie są wykorzystywane z uwagi na konkurencję dostawców bezpośrednio z Chin. Duży zakład produkcyjny byłby szansą na podtrzymanie aktywności gospodarczej w kraju i stworzenie warunków na odbicie z recesji, ale także na trwałą poprawę konkurencyjności polskiego przemysłu nowych technologii i całej gospodarki w kontekście światowego potencjału „cleantech”. Produkcja nie opierałaby się wyłącznie na modułach fotowoltaicznych (na to liczą odbiorcy modułów i inwestorzy), ale także na półproduktach (tzw. wafle) i ogniwach stosowanych w modułach.

Koncepcje zmian w podejściu UE do przemysłu PV pojawiły się jeszcze przed pandemią. Organizacje europejskiego biznesu, środowisk naukowych (Fraunhofer ISE) czy stowarzyszenia branżowe, np. niemieckie stowarzyszenie przemysłu maszynowego (VDMA) wzywały już pod koniec ub. roku do uruchomienia na terenie UE wielkoskalowej produkcji płytek, ogniw i modułów, rzędu 5-10 GW (tzw. GigaFactory lub GreenFactory), opartych na innowacyjnych technologiach. Propozycja niemiecka obejmowała budowę kilku fabryk w strefie przygranicznej francusko-niemieckiej i polsko-niemieckiej. Organizacje wnosili słusznie o dofinansowanie tej inicjatywy ze środków z Europejskiego Zielonego Ładu. Przemysł PV, w oparciu o analizy Fraunhofer ISE, deklaruje gotowość stworzenia 7,5 tys. nowych miejsc pracy (w przeliczeniu na pełne etaty). Inicjatywa jest otwarta dla polskich firm i jest szansą, ale też ewentualnym zagrożeniem, o ile polskie firmy pozostaną na uboczu bez wsparcia.

Żaden kraj Unii Europejskiej działający na własną rękę nie będzie w stanie stawić czoła globalnej konkurencji. Koncepcja zatrzymania realokacji produkcji urządzeń PV i reindustrializacji w obszarze zielonych technologii wykorzystuje chińskie podejście sprzed dekady, aby dzięki solidarności i działaniu w sąsiedzkiej grupie można było zyskać na efekcie skali (pojedyncze fabryki chińskie zbliżają się do wydajności 3-5 GW, czyli o rząd wielkości więcej niż fabryki w UE i w Polsce) i uwzględnia nowe technologie. Zakłada też wykorzystanie przewag takich, jak wsparcie dla tzw. „local content” i ochrona rynku wewnętrznego poprzez graniczny podatek węglowy (carbon border tax), dający przewagę wszystkim producentom w UE. 10 GW zielonych fabryk można też zrealizować w różnych rozproszonych lokalizacjach, przy zdolności produkcyjnej co najmniej 1 GW każda. W tej koncepcji przemysłowi fotowoltaicznemu chodzi o inwestycje rzędu 2 mld Euro (np. 10 x 200 tys. euro). Każdy pojedynczy zakład produkcyjny może być kopią pozostałych, ale umożliwiłby otrzymywanie wsparcia na poziomie regionalnym i skoordynowanego działania. W Polsce mogłoby powstać nawet 5 nowoczesnych linii produkcyjnych lub jedna GigaFabryka. Polskie firmy wyrażają wolę współpracy (i na potrzeby realizacji nowych, wielkoskalowych inwestycji mogą się zorganizować np. w holding, określając swoje miejsca w krajowym i europejskim łańcuchu dostaw.





Koncepcja ta jest obecnie realizowana na poziomie UE w formule „Solar Manufacturing Accelerator”. Niemal 20 europejskich firm przemysłowych branży fotowoltaicznej zapożyczało Komisji Europejskiej i Europejskiemu Bankowi Inwestycyjnemu plany budowy 10 GigaFabryk<sup>30</sup>. Firmy liczą na wsparcie Komisji Europejskiej w ramach porozumienia sektorowego oraz takich instrumentów jak projekty wspólnego zainteresowania (IPCEI). Do tej inicjatywy został zaproszony polski „Przemysłowy Panel PV”, zrzeszający obecnie 10 firm, ale otwarty na wszystkie inne firmy z łańcucha dostaw. Podobnie jak firmy europejskie, także polskie firmy przemysłowe dążą do podpisania porozumienia sektorowego z rządem. Pasywna postawa w tym zakresie doprowadziłaby nie tylko do pogłębienia zależności od dostaw technologii z Chin, ale także do utraty konkurencyjności obecnie działających krajowych firm na rzecz firm z UE, które dzięki łączeniu się w konsorcja inwestycyjne uzyskują wsparcie w ramach Europejskiego Zielonego Ładu.

## POLSKI PANEL PRZEMYSŁOWY PV

Instytut Energetyki Odnawialnej podjął także ogólnokrajową inicjatywę wzmocnienia partnerstwa administracji publicznej i przemysłu fotowoltaicznego koordynując działania i współpracę w ramach „Przemysłowego Panelu PV”. Deklarację przedstawiciele polskiego przemysłu fotowoltaicznego podpisali: **ML System, Bruk-bet Solar, Hanplast, JBG PV**. Kolejne 6 firm z łańcucha dostaw już dołączyło do otwartej inicjatywy. Firmy produkujące moduły i sygnatariusze wspólnej deklaracji, licząc na wsparcie

UE dla własnego przemysłu i dostrzeżenie potrzeby zwiększania roli krajowych dostawców, zamierzają w latach 2020-2025 zwiększyć zdolności wytwórcze modułów o 996 MW. Po uwzględnieniu zdolności produkcyjnych sprzed 2020 roku, łączna wydajność analizowanych fabryk wyniesie 1316 MW. Średnioroczne tempo przyrostu zdolności produkcyjnych modułów w latach 2019-2025 ma wynieść 55%. Sygnatariusze deklaracji, w odpowiedzi na zapowiadane rządowe plany rozwoju fotowoltaiki oraz w oparciu o inicjowane w UE i w Polsce działania na rzecz wsparcia rodzimego przemysłu, zadeklarowali, że w latach 2021-2025 są w stanie 5-krotnie zwiększyć swoje zdolności produkcyjne, odpowiednio rozwijając potencjał eksportowy (wkład w poprawę krajowego bilansu handlowego i konkurencyjności polskiej gospodarki) oraz stworzyć w całym łańcuchu dostaw nawet do 9 tys. miejsc pracy.

W przygotowanej w 2020 roku przez Przemysłowy Panel PV „Mapie drogowej przemysłu fotowoltaicznego w Polsce do 2030 roku”<sup>31</sup> przedstawiono atrakcyjny plan inwestycyjny wzrostu produkcja modułów PV w ich fabrykach. W 2025 roku ich łączne zdolności przekroczy poziom produkcji 1,2 GW/rok (łącznie z dotychczasową zdolnością produkcyjną 320 MW z 2019 roku), **przy nakładach inwestycyjnych w linie do produkcji modułów w wysokości 285 mln zł**. Jednocześnie firmy planują rozwój zdolności produkcyjnych w zakresie ogniw fotowoltaicznych, które w 2025 roku szacują na 920 MW/rok dla ogniw krzemowych i 1,1 GW/rok dla nowych typów ogniw, w tym tandemowych. Szacowana łączna **wartość inwestycji w rozwój firm na produkcję ogniw PV wynosi ponad 1 mld zł**.

30 <https://www.solarpowereurope.org/campaigns/manufacturing-accelerator/>

31 Instytut Energetyki Odnawialnej: „Mapa drogowa przemysłu fotowoltaicznego w Polsce do 2030 roku. 2010 rok. URL: <https://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/1468-przedstawiciele-polskiego-przemyslu-fotowoltaicznego-lacza-sily-we-wspolnej-inicjatywie>

## 4.2 ENERGETYKA WIATROWA

Głównym komponentem każdej elektrowni wiatrowej są turbiny wiatrowe. Produkowane są one przez światowe koncerny, które posiadają zakłady produkcyjne zlokalizowane na całym świecie. Liderem dostawców technologii jest duński Vestas, który w 2019 roku dostarczył turbiny o łącznej mocy 9,6 GW. Drugi w rankingu największych producentów turbin (zarówno onshore, jak i offshore) jest niemiecki Siemens Gamesa, który dostarczył turbiny o łącznej mocy 8,79 GW, z czego 40% stanowiły turbiny przeznaczone do pracy na morzu. Innymi istotnymi światowymi producentami są chiński Goldwind oraz amerykański GE. W większości przypadków turbiny dla wielkoskalowej energetyki wiatrowej są dostarczane przez światowych potentatów. Na rynku polskim najpopularniejsze typy turbin to Vestas, GE oraz Nordex. Krajowi producenci funkcjonują na niszowych rynkach turbin mniejszych mocy, w tym turbin o pionowej osi obrotu.

Należy jednak pamiętać, że elektrownia wiatrowa to nie tylko kompletna turbina wiatrowa. Polski sektor energetyki wiatrowej poza segmentem deweloperskim i inwestorskim, dysponuje zapleczem technologicznym i B+R. W 2015 roku na rynku działało 29 firm produkujących zasadnicze komponenty elektrowni wiatrowych i 14 firm produkujących inne niespecyficzne urządzenia i komponenty wykorzystywane przez sektor wiatrowy. Przykładem firmy działającej w sektorze jest np. **LM Wind Power Blades Poland Sp. z o.o.** (produkcja łopatek do turbin wiatrowych, część światowego lidera w tym obszarze LM Wind Power). Polskie firmy specjalizują się także m.in w produkcji wież, korpusów gondol oraz wałów, dedykowanych wytwarzaniu energii elektrycznej z wiatru. Na rynku funkcjonuje wiele firm działających w otoczeniu oraz w różnych miejscach łańcucha dostaw, w jakim nowe technologie wprowadzane są na rynek. Ponadto funkcjonuje szereg firm oferujących usługi dla lądowej energetyki wiatrowej, takie jak np. pomiary prędkości wiatru i ocena produktywności, projektowanie farm wiatrowych, oceny oddziaływania na środowisko i monitoring środowiskowy.



Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej zidentyfikowało w Polsce ponad 140 podmiotów, które w różnym zakresie już obecnie biorą udział w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej. Branża morskiej energetyki wiatrowej jest dość dobrze zorganizowana wokół przemysłu okrętowego, stoczniowego, Polskiej Żeglugi Morskiej 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. W kraju istnieje znaczące zaplecze edukacyjne, możliwe do wykorzystania w celu kształcenia przyszłych kadr dla przemysłu morskiej energetyki wiatrowej, np. Uniwersytet Morski w Gdyni. Branża wiatrowa obsługiwana jest przez kilka politechnik (np. w Lublinie, Koszalinie, Łodzi, Białymstoku) i kilka instytutów badawczych (np. Instytut Morski, obecnie działający w ramach Uniwersytetu Morskiego w Gdyni, Instytut Energetyki, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej) oraz urzędów państwowych (np. Urząd Morski, Urząd Dozoru Technicznego).





Już od 2010 roku polskie firmy z sektora stocznio-  
wego i elektromaszynowego zaczęły świadczyć  
usługi na rzecz morskiej energetyki wiatrowej:

- **Stocznia Crist w Gdyni**, w 2010, wykonała konstrukcję platformy montażowej THOR, zrealizowała (ze wsparciem KUKI) m.in. kontrakt o wartości ponad 200 mln euro dla BHO-Innovation SO 1 BV z Holandii oraz – na zlecenie Hochtief – budowę innowacyjnej jednostki III generacji typu BELUGA (wartość kontraktu to ok. 200 mln euro);
- **Aarsleff w Świnoujściu** – firma dostarcza konstrukcje betonowe na potrzeby morskiej energetyki wiatrowej, m.in. dostarczyła konstrukcje fundamentów dla farmy wiatrowej Lillgrund;
- **Energomontaż Gdynia** – dostawca konstrukcji stalowych, m.in. obudowy transformatora dla farmy wiatrowej Rødsand;
- **Spomasz Żary** – dostawca konstrukcji stalowych;
- **Stocznia Gdańska**, która uruchomiła już w 2010 roku linię do produkcji wież turbin wiatrowych. Elementy systemów sterowania i komponenty elektryczne produkuje w Polsce ABB.

Spektakularnym kontraktem z tego obszaru jest statek BoDo Constructor (barko-ponton offshore) zbudowany w grudniu 2015 roku przez GK Vistal (kadłub), w całości zbudowany w Gdańskiej Stoczni Remontowej na zamówienie świnoujskiej stoczni **Poltramp Yard43**. Jednostka o długości 120 m i szerokości 32 m jest wyposażona w sprzęt do układania kabli i służy jako baza logistyczna do prac przy montażu morskich elektrowni wiatrowych na Morzu Północnym, które to doświadczenie można przenieść na Bałtyk.

Pomimo szybkiego rozwoju inwestycji w OZE także w przemyśle zielonej gospodarki zdarzają się niepowodzenia, które w Polsce wynikają zazwyczaj ze zbyt powolnego rozwoju rynku krajowego i mało ambitnej strategii rozwojowej (producenci urządzeń nie mając oparcia na rynku krajowym muszą eksportować i od razu konkurować na rynkach globalnych z większymi graczami) lub ze zbyt małej elastyczności i niedostatecznej innowacyjności. Przykładem niepowodzenia jest firma ST3 – producent stalowych konstrukcji wsporczych do morskich farm wiatrowych, w którą zainwestował rządowy fundusz inwestycyjny MARS i partner zagraniczny.

### 4.3 CIEPŁOWNICTWO

Proces transformacji ciepłownictwa będzie powodował perturbacje na rynku i w łańcuchu dostaw technologii. Firmy zarówno polskie, jak i zagraniczne muszą dostosować swój potencjał wytwórczy, dostawczy oraz instalacyjny do potrzeb szybko zmieniającego się rynku. Wytworzy się okazja, a nawet potrzeba, wejścia na rynek polski kolejnych zagranicznych spółek lub stworzenia nowych krajowych fabryk urządzeń. Obecnie w Polsce funkcjonuje kilkanaście firm specjalizujących się w różnych ciepłowniczych technologiach odnawialnych, które dzięki swojemu dotychczas zdobytemu doświadczeniu, staną się kluczowymi dostawcami w okresie wzmożonej transformacji. Obszarami, w których należy znacznie rozwinąć łańcuch dostaw, jest green power-to-heat oraz technologia sezonowych magazynów ciepła. Koncepcja P2H, jak do tej pory, nie zafunkcjonowała szerzej w polskim ciepłownictwie systemowym, przez co na rynku krajowym trudno znaleźć dostawców kompleksowych rozwiązań. Rozwiązania „pod klucz” są natomiast bardzo popu-

larne w krajach, gdzie koncepcja P2H zdążyła się już rozwinąć<sup>32</sup> (Niemcy, Dania, Szwecja, Francja). Stawiając na kompleksowe podejście, mówimy o doborze modułów P2H składających się najczęściej z:

- podgrzewacza elektrycznego/pompy ciepła/kotła (lub kilku, w zależności od potrzeb),
- instalacji elektrycznej i grzewczej,
- pełnej automatyki sterującej współpracą systemu z istniejącymi jednostkami wytwórczymi.

W obszarze STES również istnieje niewiele firm, które oferowałyby instalacje tego typu na zasadzie „pod klucz”. Można znaleźć firmy podejmujące się realizacji prototypowych magazynów sezonowych ciepła. Za przykład może posłużyć Mostostal Warszawa, który zrealizował pierwszą w Polsce instalację pilotażową w lokalnej ciepłowni w Ząbkach. Technologią sezonowych magazynów ciepła zainteresowane mogłyby być też firmy z branży kolektorów słonecznych, z zawodowej energetyki, w tym sektora kotłów na biomasę lub specjalizujące się w hybrydowych instalacjach grzewczych.



32 Układy realizowane na zasadzie „pod klucz” oferuje wiele firm, m.in. duńskie przedsiębiorstwo Elewa, czy niemiecki SEAR posiadający swoje przedstawicielstwo w Polsce



Tabela 4.1 Kluczowi producenci i dostawcy technologii OZE obecnie działający na rynku

	POLSCY	ZAGRANICZNI
<b>Kotły biomasowe</b>	Altereco Plus, Cichewicz, Galmet, Gras Energia, Graso, Granpal, Sefako, Rafako, Kottospaw, Witkowski, Defro, Wentor, Kostrzewa. Rakoczy	Danstoker
<b>Kolektory słoneczne</b>	Sunex, Kospel, Galmet, Ensol, Hewalex, Skorut – Solar	Arcon Sunmark
<b>Green power-to-heat (potencjalni dostawcy)</b>	Lemet, Termica, Elterm, Kospel, Elektra, Elektromet, Termet, Transition Technologies, ZRE Katowice, ZAE Wrocław	Danstoker, Stiebel Eltron, Henimax, Schneider Electric
<b>Pompy ciepła</b>	Nibe-Biawar, Galmet, Fonko, F.H. GEJZER, Vatra, Hibernatus, Buderus, A-pic	Mitsubishi Electric, Vaillant, Viessman, Junkres – Bosch, Ferroli
<b>Geotermia</b>	G-Drilling, FerroX – odwierty geotermalne ChemTech – filtracja wody PolGeol – udokumentowanie wód geotermalnych	
<b>Magazyny krótkoterminowe</b>	Elektromet, Termica, Termet, Lemet Kospel, Polimex – Mostostal	
<b>Sezonowe magazyny ciepła (potencjalni dostawcy)</b>	Galmet, Rafako, Mostostal Warszawa	Sunmark Arcon
<b>Biogaz</b>	CES, Horus Energia, Proeko Biogas, RenBio, MDI Energia, Agrikomp Polska	Viessmann, Eneria, Gruppo AB Kogeneracja

Z powyższej tabeli wynika, że w technologiach OZE do użycia w sektorze ciepłownictwa istnieje wielu polskich producentów i dostawców, którzy stanowią większość rynku w swoich branżach. Jedynie rynek pomp ciepła zdaje się być rozbity, podzielony po połowie na dostawców polskich oraz zagranicznych.

#### 4.4 PRZYKŁAD INWESTYCJI W PRODUKCJĘ URZĄDZEŃ OZE, WYMAGAJĄCY WSPARCIA PUBLICZNEGO – MODUŁY FOTOWOLTAICZNE

Podstawy biznesowe zwiększania na dużą skalę produkcji ogniw i modułów w Polsce i utrzymania przewagi konkurencyjnej wobec globalnych dostawców np. z Azji wynikają z następujących przesłanek:

- **zwiększenie skali produkcji** (na przykładzie ogniw PERC) z 500 MW/rok do 5 GW/rok powoduje obniżenie kosztów jednostkowych produkcji modułów aż o 19%, z 26,6 do 22,3 eurocentów/Wp (Competitiveness of a European PV manufacturing chain, Photovolt. Int., Vol. 43),
- wobec spadku cen gotowych modułów z 63 eurocentów/Wp w 2014 roku do 28 eurocentów/Wp w 2019 roku i dalszego nieuniknionego spadku cen, **obecny udział kosztów transportu modułów z Azji w ciągu 5 lat wzrósł z 4% do 9%** i przekroczy 10% w 2022 roku,
- emisja CO<sub>2</sub> w łańcuchu dostaw modułów z Chin wynosi 1,14 kgCO<sub>2</sub>eq/Wp podczas gdy ta sama emisja w UE wynosi 0,88 kgCO<sub>2</sub>eq/Wp. Stwarza to potencjalnie istotną korzyść i przewagę ekonomiczną dla europejskich producentów w przypadku wprowadzenia przez UE granicznego podatku węglowego. **Przy podatku granicznym na poziomie 50 euro/tCO<sub>2</sub>, dodatkowy koszt dla produktów importowanych wyniesie 1,3 eurocentów/Wp w 2022 r., co podniesie koszty dostaw z Chin o ok. 7%.**

W połączeniu z możliwą obecnie pomocą publiczną na rozbudowę potencjału wytwórczego na terenie UE, wraz ze wsparciem B+R oraz promocją inwestycji w energetykę prosumencką i farmy fotowoltaiczne oraz przy uwzględnieniu czynnika local content powodują, że koncepcja rozwoju polskiego przemysłu PV jest bezpieczna i gwarantuje wysoką wartość dodaną zaangażowania państwa.

#### KONCEPCJA POLSKIEJ GIGAFABRYKI

Koncepcja polskiej GigaFabryki polega na 10-krotnym zwiększeniu obecnych krajowych zdolności produkcyjnych. Taki skok ilościowy i jakościowy jest możliwy jedynie przy wsparciu finansowym ze strony sektora bankowego oraz Rządu RP wraz z jego zaangażowaniem w relacje międzynarodowe na poziomie UE (koordynacja w ramach Zielonego Ładu i zasad pomocy publicznej). Ponadto powinny nastąpić uzgodnienia z kluczowymi partnerami z krajów członkowskich (w tym Niemcami i Francją oraz krajami skandynawskimi) w celu umiejscowienia polskich zakładów wytwórczych jako strategicznego ogniwka w europejskim łańcuchu dostaw. Wpisanie polskich inwestycji w szersze ramy polityki UE (np. jako tzw. Projektu Wspólnego Interesu (PCI)) zapewni im dodatkowe wsparcie i ochronę w najtrudniejszym okresie budowy przewagi konkurencyjnej 2020-2025.

Założenia finansowe dla GigaFabryki o wydajności 5 GWp/rok (możliwe 5 lokalizacji lub jedna):

- CAPEX: 5 mld zł, obejmuje cały samowystarczalny ciąg technologiczny (same moduły to 1,5 mld zł),
- Struktura finansowania: 15% kapitału własnego, 30% dotacja z Funduszu Inwestycji Publicznych (1,5 mld zł), 20-35% preferencyjnej pożyczki EBI, **20-35% PFR (forma do ustalenia).**





# 5

## Koncepcje i plany inwestycyjne wśród podmiotów działających w sektorze energetycznym

### 5.1 ANALIZA WYNIKÓW BADAŃ ANKIETOWYCH FIRM CZŁONKOWSKICH KONFEDERACJI LEWIATAN

Instytut Energetyki Odnawialnej w ramach niniejszej pracy przygotował ankietę dla firm członkowskich Konfederacji Lewiatan działających w branży odnawialnych źródeł energii. Miała ona na celu ocenę potencjału inwestycyjnego w źródła fotowoltaiczne, wiatrowe, biogazowe oraz w kolektory słoneczne i pompy ciepła. Istotne było także wskazanie przez ankietowanych ich priorytetów inwestycyjnych.

Przedsiębiorstwa odpowiadające na ankietę raportowały o planach dotyczących mocy i liczby projektów OZE w ciągu najbliższych pięciu lat, w zależności od rodzaju działalności przedsiębiorstwa (inwestor, instalator/wykonawca, dostawca technologii). Mogły także wskazać, z jakimi problemami spotykają się podczas realizacji poszczególnych etapów inwestycji oraz swoje ogólne opinie oraz propozycje działań, które mogłyby ułatwić realizację projektów.

Tabela 5.1 Podsumowanie ankietyzacji wśród Członków Konfederacji Lewiatan

Technologia	Łączna moc projektów w latach 2020 – 2025 [MW]	CAPEX [mln/MW]	Finansowanie	System aukcyjny
Fotowoltaika	235	3	Wkład własny + kredyt bankowy/ preferencyjny	Tak
Biogaz	69,7	10	Wkład własny + kredyt bankowy	Nie
Morskie farmy wiatrowe	350	b/d	b/d	b/d
Kotły na biomasę (ciepłownicze)	25,3	1,9	Wkład własny + dotacja	-

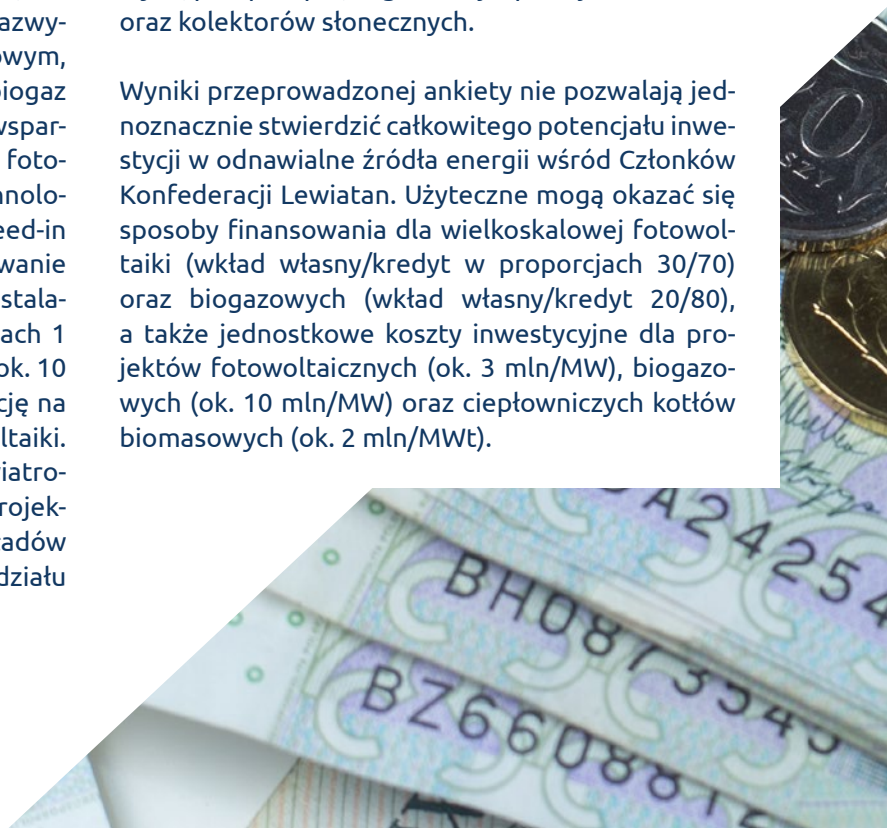
Opracowanie: IEO

W tabeli powyżej przedstawiono ogólne wyniki ankietyzacji, dotyczące projektów, jednostkowych nakładów inwestycyjnych, sposobów finansowania oraz chęci i możliwości skorzystania z systemu aukcyjnego. Otrzymano łącznie 6 ankiet zwrotnych, z których dwie dotyczyły projektów fotowoltaicznych (inwestorzy – 235 MW), dwie kotłów ciepłowniczych na biomasę (inwestorzy – 25,3 MWt) oraz po jednej dla technologii biogazu (wykonawca projektu – 69,7 MW) oraz morskiej energetyki wiatrowej (inwestor – 350 MW). W kwestii finansowania, zarówno fotowoltaika, jak i biogaz opierają się zazwyczaj na wkładzie własnym oraz kredycie bankowym, fotowoltaika w proporcjach 30/70%, zaś biogaz w formule 20/80%, przy czym główną formą wsparcia już na etapie pracy instalacji w projektach fotowoltaicznych jest system aukcyjny, zaś dla technologii biogazowej są to systemy Feed-in tariff/Feed-in premium (FiT/FiP). Znaczące są także zdecydowanie wyższe nakłady inwestycyjne w przypadku instalacji fotowoltaicznych (3 mln/MW przy projektach 1 MW) niż w przypadku instalacji biogazowych (ok. 10 mln/MW), co przekłada się na obecną stagnację na rynku biogazu w porównaniu do rynku fotowoltaiki. Dane dotyczące projektów morskich farm wiatrowych obejmują jedynie informację o jednym projekcie o mocy 350 MW, brak zaś danych nt. nakładów inwestycyjnych, sposobu finansowania czy udziału

w systemie aukcyjnym. W przypadku projektów ciepłowniczych uzyskano informacje nt. planowanych mocy cieplnych w kotłach biomasowych w wysokości 25,3 MWt w dwóch projektach, zaś jednostkowe nakłady inwestycyjne wynoszą ok. 1,9 mln MWt, przy czym projekty te w 50% finansowane są z kapitału własnego oraz w 50% z dotacji.

Nie uzyskano danych dotyczących inwestycji/produkcji komponentów do lądowych farm wiatrowych, pomp ciepła, kogeneracji opartej na biomasie oraz kolektorów słonecznych.

Wyniki przeprowadzonej ankiety nie pozwalają jednoznacznie stwierdzić całkowitego potencjału inwestycji w odnawialne źródła energii wśród Członków Konfederacji Lewiatan. Użyteczne mogą okazać się sposoby finansowania dla wielkoskalowej fotowoltaiki (wkład własny/kredyt w proporcjach 30/70) oraz biogazowych (wkład własny/kredyt 20/80), a także jednostkowe koszty inwestycyjne dla projektów fotowoltaicznych (ok. 3 mln/MW), biogazowych (ok. 10 mln/MW) oraz ciepłowniczych kotłów biomasowych (ok. 2 mln/MWt).





## 5.2 KRÓTKOTERMINOWY POTENCJAŁ INWESTYCYJNY W OZE PRZEDSIĘBIORSTW KOMUNALNYCH

W ramach pracy „Scenariusze realizacji przez Polskę zobowiązań międzynarodowych w zakresie OZE na 2020 rok” przygotowanej przez IEO na zlecenie Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii (obecnie Ministerstwo Rozwoju) w marcu 2019 roku, przeprowadzono ankietę wśród uczestników rynku, w której oceniono krótkoterminowy potencjał inwestycyjny w OZE, w szczególności źródeł o najkrótszych cyklach inwestycyjnych lub dużej liczbie gotowych projektów. Otrzymano łącznie 86 ankiet, w tym 51 dotyczących podmiotów planujących inwestycje do końca II kwartału 2020 roku oraz 35 ankiet od podmiotów, które z różnych powodów nie są w stanie podjąć wysiłku inwestycyjnego w tym okresie.

Inwestorzy poinformowali IEO o własnych planach realizacji ponad 3645 MWe oraz 67,9 MWt nowych inwestycji OZE (często po kilka, kilkadziesiąt inwestycji jednej firmy) do końca II kw. 2020. Najwięcej projektów dotyczy inwestycji fotowoltaicznych (PV) – 53,2% mocy wszystkich inwestycji (najwięcej oczywiście w farmach fotowoltaicznych – 50%; 0,2% nowych mocy w małych instalacjach). Inne duże źródła energii elektrycznej z OZE to 44% zgłoszonych inwestycji (w tym 43% to farmy wiatrowe). Ciepło z OZE to 2% zgłoszonych inwestycji. Informacja dodatkowa od ankietowanych inwestorów wskazuje na długie okresy realizacyjne projektów OZE w większych elektrowniach OZE, co jest spowodowane odległymi terminami oczekiwania na decyzje o warunkach przyłączenia do sieci.

Tabela 5.2 Wyniki ankietyzacji – planowane inwestycje OZE do końca II kwartału 2020 roku

Technologia	Moc
Instalacje fotowoltaiczne	
• powyżej 500 kW	1848 MW
• małe instalacje (50 – 500 kW)	9 MW
• mikroinstalacje	117 MW
Elektrownie wiatrowe	1606 MW
Biogazownie	2 MW
Instalacje elektryczne biomasowe	12 MW
Pompy ciepła	9 MW
Kolektory słoneczne	26 MWt
Kotły na biomasę	42 MWt
Turbina ORC	0,3 MW
Hydroenergia	29 MW
Kocioł kogeneracyjny na RDF	12 MW

Znaczna część ankiet pochodziła od członków Izby Gospodarczej Wodociągi Polskie oraz Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, co świadczyć może o tym, że nie jest w pełni wykorzystany potencjał inwestycji w OZE w spółkach samorządowych. Spółki te zainteresowane są małymi i średnimi inwestycjami z OZE z dużym udziałem autokonsumpcji energii i bardzo dobrze oceniają system zielonych certyfikatów (nie odnajdują się w systemie aukcyjnym).



Inwestorzy w ankietach wskazali także na szereg problemów administracyjnych, które przekładają się na wydłużenie cykli inwestycyjnych, wzrost kosztów i mogą zniechęcać do podejmowania inwestycji:

- brak możliwości zmiany już wydanych pozwoleń na budowę dla turbin wiatrowych (co uniemożliwia zastosowanie nowszych technologicznie turbin),
- długi czas oczekiwania na warunki przyłączenia do systemu dystrybucyjnego, uzyskanie koncesji,
- część inwestorów zaznaczyła, że dla instalacji fotowoltaicznych o mocy 1 MW w pełni zasadne jest skrócenie procedury środowiskowej do 30 dni,
- ciągłe zmiany w prawie prowadzą do wydawania przez URE kolejny raz decyzji dopuszczających te same instalacje do udziału w aukcjach.

### 5.3 NOWE TECHNOLOGIE OZE W ORBICIE ZAINTERESOWANIA BRANŻY CIEPŁOWNICZEJ

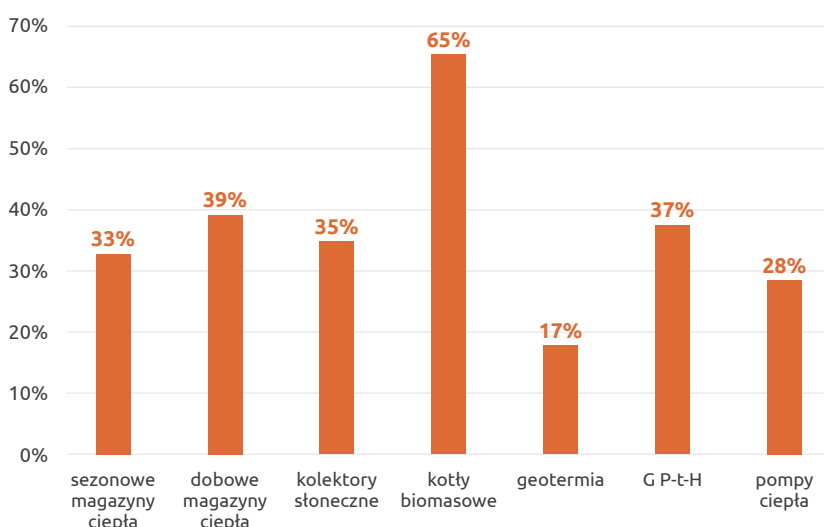
Unikalną diagnozę aktualnej sytuacji oraz możliwości w zakresie wykorzystania nowych technologii OZE w ciepłownictwie przyniosły wyniki ankiety

przeprowadzonej przez IEO, we współpracy z Izłą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie wśród koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. W ankiecie wzięły udział 44 podmioty operujące 49 systemami ciepłowniczymi, o łącznym potencjale wytwórczym na poziomie 7 440 MW, co stanowi 13,7% łącznej mocy zainstalowanej w polskich systemach.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze zamierzają korzystać z różnych źródeł OZE, także tych dotychczas niewykorzystywanych. Stosunkowo największym zainteresowaniem ankietowanych przedsiębiorstw cieszą się kotły na biomasę jako bezpośrednie zamienniki dla kotłów węglowych. Duże zainteresowanie magazynami ciepła oraz kolektorami słonecznymi to wprost widoczna, postępująca zmiana w podejściu do OZE i ich roli jako źródła szczytowego w systemach ciepłowniczych.

Aż 37% ankietowanych PECów zainteresowanych jest koncepcją wykorzystania nadwyżek taniej energii elektrycznej (GpH), która w połączeniu z magazynami ciepła (krótkoterminowymi lub sezonowymi) może w znacznym stopniu poprawić efektywność systemu ciepłowniczego.

Rysunek 5.1 Procent ankietowanych przedsiębiorstw zainteresowanych poszczególnymi technologiami OZE i magazynowania ciepła



źródło: badanie ankietowe IEO, 2019



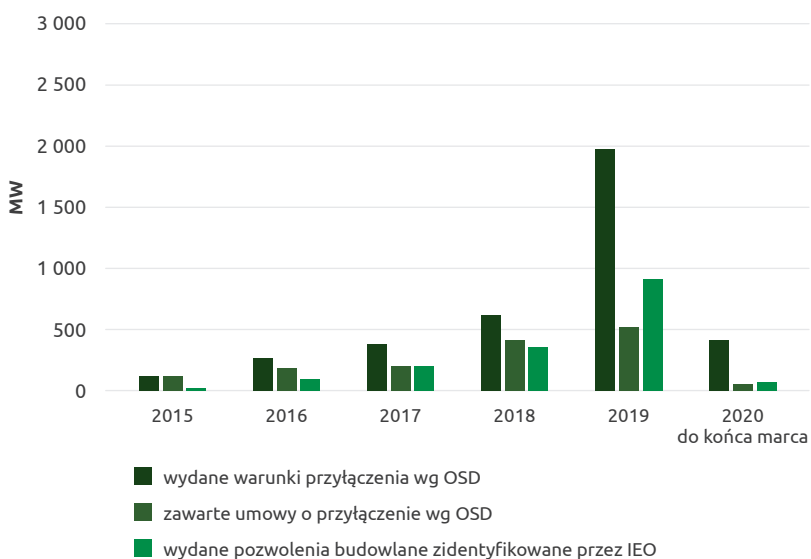
## 5.4 PROJEKTY FARM FOTOWOLTAICZNYCH I WIATROWYCH W TOKU

### PROJEKTY FOTOWOLTAICZNE

Z analiz IEO wynika, że obecnie jest przygotowywanych co najmniej 4 GW projektów PV o różnych mocach z wydanymi warunkami przyłączenia oraz 1,6 GW projektów z zawartą umową przyłączeniową. W samym tylko pierwszym kwartale 2020 roku warunki przyłączenia do sieci otrzymały projekty PV o łącznej mocy ponad 400 MW. To więcej niż łączna moc wydanych warunków przyłączenia w całym 2017 roku. Natomiast w 2019 r. czterej najwięksi operatorzy wydali więcej warunków przyłączenia dla projektów fotowoltaicznych niż we wszystkich poprzednich latach łącznie. Wskazuje to na niestabilne zainteresowanie inwestorów tą technologią i dynamiczny rozwój rynku.

**Rysunek 5.2 Moc projektów fotowoltaicznych na danym etapie rozwoju**

źródło: dokumenty OSD, IEO. Opracowanie: IEO



Projekty fotowoltaiczne w systemie aukcyjnym są do siebie podobne, łatwo łączyć je w portfolia inwestycyjne. „Fiszkę” typowego projektu fotowoltaicznego o mocy rzędu 1 MW który wygrał aukcję na energii z OZE w grudniu 2018 roku przedstawiono w tabeli 5.3 (aktualnie realizowane projekty mają niższy CAPEX).

**Tabela 5.3 Dane dla przykładowego projektu fotowoltaicznego realizowanego w Polsce**

Opracowanie: IEO

Moc przyłączeniowa	0,999 MW
Zastosowane moduły	SELFA SV60P.4-280
Moc pojedynczego modułu	280 W
CAPEX	2,8 4,2 mln zł
Koszt O&M	25 tys. zł, koszt dzierżawy 10 tys. zł/ha
Koszt przyłączenia	250 tys. zł
Inwestor	Prywatny

Według bazy danych Instytutu Energetyki Odnawialnej „Projekty fotowoltaiczne w Polsce. Marzec 2020”<sup>33</sup>, obecnie istnieje 22 inwestorów/spółek holdingowych, którzy posiadają w swoim portfolio więcej niż 10 projektów fotowoltaicznych o mocy co najmniej 1 MW. Posiadane przez nich projekty stanowią 46% wszystkich zidentyfikowanych projektów (538 z 1665). Poniżej w tabeli przedstawiono dziesięciu największych agregatorów projektów znajdujących się w bazie danych projektów IEO.

Najwięksi deweloperzy mają zatem portfolia inwestycyjne powtarzalnych projektów farm fotowoltaicznych o wielkości 1-3 mld zł i aktywnie poszukują finansowania wśród międzynarodowych instytucji finansujących i banków zagranicznych. Jeszcze większy problem z pozyskaniem finansowania mają mali inwestorzy w pojedyncze farmy (w formie spółek SPV), którzy zazwyczaj szukają finansowania w polskich bankach<sup>34</sup>.

**Tabela 5.4 Dziesięciu największych agregatorów projektów fotowoltaicznych powyżej 1 MW**

źródło: „Projekty fotowoltaiczne w Polsce”, IEO 2020

Nazwa Inwestora (spółki holdingowej)	Liczba projektów
ZONDA CYPRUS LIMITED	80
Green Genius	74
PCWO ENERGY	64
PRO VENTO ENERGIA	62
R.Power	59
INNOGY RENEWABLES POLSKA	55
ENERGY SOLAR PROJEKTY	41
Park Energii Słonecznej	38
QUADRAN	36
ALSEVA INNOWACJE	36
RENESOLA NEW ENERGY	31

<sup>33</sup> <http://www.sklepiao.pl/p/pl/154/projekty+fotowoltaiczne+w+polsce+2020.html>

<sup>34</sup> Autorzy raportu spotykają się z informacjami o narastających problemach z pozyskaniem finansowania na dobrej jakości i tanio przygotowane projekty fotowoltaiczne, rozwijane przez polskie średnie małe i średnie firmy (zazwyczaj rodzinne). Pisma opisujące bariery i wraz propozycjami rozwiązań są gotowe do udostępnienia dla ekspertów PFR.

## PROJEKTY WIATROWE

Z analiz IEO wynika, że obecnie jest w przygotowaniu co najmniej 7,8 GW projektów wiatrowych o różnych mocach, z wydanymi warunkami przyłączenia oraz 6,9 GW projektów z zawartą umową przyłączeniową. Na poniższym wykresie przedstawiono moc projektów wiatrowych, które są na poszczególnych etapach rozwoju na przestrzeni ostatnich 9 lat. Z przedstawionych danych wynika, że rozwój projektów wiatrowych został zahamowany, a liczba wy-

dawanych warunków przyłączenia do sieci wyraźnie spadła. W liczbie wydanych pozwoleń budowlanych można zaobserwować wyraźny pik w 2016 roku. Powyższe jest skutkiem wejścia w życie ustawy ograniczającej maksymalną odległość zabudowań mieszkalnych od elektrowni wiatrowej do odległości dziesięć razy większej niż wysokość całej konstrukcji. Inwestorzy, chcąc uniknąć zatrzymania rozwoju projektów wiatrowych, ubiegali się o pozwolenie budowlane przed wejściem w życie niekorzystnych przepisów.

Rysunek 5.3 Moc projektów wiatrowych na danym etapie rozwoju

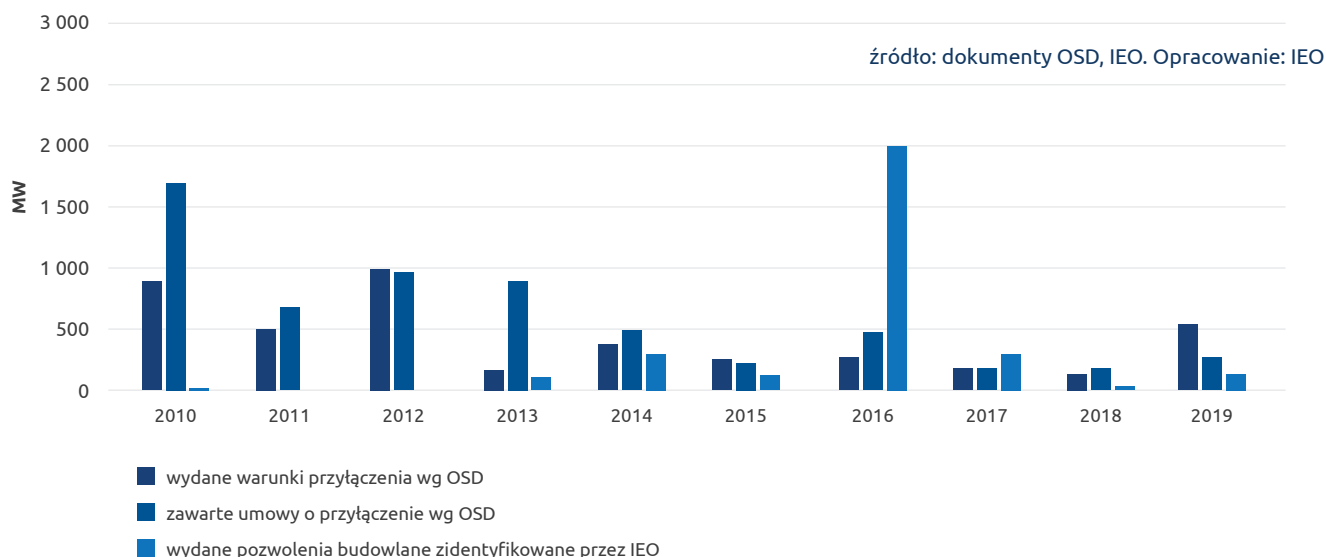


Tabela 5.5 Dane dla przykładowego projektu wiatrowego realizowanego w Polsce

źródło: dane własne

Moc przyłączeniowa	1,8 MW
Liczba turbin	1
Model turbiny	Vestas V-100 (nowa)
CAPEX	2,1 mln € (turbina + montaż)
Koszt O&M	20-50 tys. € w zależności od wariantu
Inwestor	Prywatny



## MORSKA ENERGETYKA WIATROWA

W Polsce nie funkcjonuje obecnie żadna działająca morska farma wiatrowa, jednak w segmencie offshore istnieje obecnie 7 projektów o planowanej łącznej mocy ponad 7 GW, które są realizowane przez następujące spółki:

**Tabela 5.6 Lista spółek posiadających projekty z warunkami przyłączenia**

źródło: dokumenty OSD. Opracowanie: IEO

Nazwa spółki	Liczba projektów	Łączna moc przyłączeniowa [MW]
Polenergia (z Equinorem)	3	3000
Baltic Trade and Invest	1	350
PKN Orlen	1	1200
PGE	2	2550
<b>SUMA</b>	<b>7</b>	<b>7100</b>

Aktualnie wszystkie ww. projekty mają wydane warunki przyłączenia. Oprócz ww. istnieje także pięta jedynie z pozwoleniami na wznoszenie sztucznych wysp, bez określonej mocy przyłączeniowej.

Dotychczas, w ramach przedwstępnych prac deweloperskich nad projektami MFW, wydano 12 pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, dla następujących podmiotów: – PGE S.A. – 3 pozwolenia lokalizacyjne oraz decyzja środowiskowa dla 2 lokalizacji; – Polenergia S.A. – 3 pozwolenia lokalizacyjne oraz decyzja środowiskowa dla 2 lokalizacji; – Grupa Baltex – 2 pozwolenia; – EDPR – 2 pozwolenia; – Orlen S.A. – 1 pozwolenie; – Baltic Trade and Invest – 1 pozwolenie.

Zgodnie z powyższą tabelą widać, że polskie projekty offshore realizują zarówno firmy prywatne, jak i państwowe, jednak co jest charakterystyczne dla polskich projektów, to poszukiwanie współpracy z firmami zagranicznymi, będącymi już właścicielami/operatorami morskich farm wiatrowych. Ma to umożliwić polskim inwestorom zdobycie niezbędnej wiedzy do realizacji tak kapitałochłonnych oraz skomplikowanych pod względem technologicznym projektów jakimi są morskie farmy wiatrowe<sup>35</sup>.



35 [https://www.polenergia.pl/pol/sites/default/files/news/pdf/2019\\_12\\_10\\_polenergia\\_i\\_equinor\\_wspolnie\\_zrealizuja\\_mfw\\_baltyk\\_i.pdf](https://www.polenergia.pl/pol/sites/default/files/news/pdf/2019_12_10_polenergia_i_equinor_wspolnie_zrealizuja_mfw_baltyk_i.pdf)  
<https://biznesalert.pl/porozumienie-pge-orsted-kolejny-krok-ku-offshore-w-polsce/>

## 5.5 PODSUMOWANIE

Dzięki nieustannemu kontaktowi zarówno z inwestorami, producentami urządzeń i przedsiębiorcami działającymi na rynku odnawialnych źródeł energii, IEO jest w stanie dokładnie szacować plany inwestycyjne w OZE wśród podmiotów na rynku. Wyniki ankiet z ostatnich lat świadczą o zdecydowanym zainteresowaniu wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii zarówno w elektroenergetyce, jak i ciepłownictwie oraz o koncentracji realnych planów inwestycyjnych na technologiach zeroemisyjnych, z wyłączeniem inwestycji w wykorzystanie energii wodnej i geotermalnej. Mniejsze zainteresowanie niż w ubiegłych latach wykazują inwestycje w energetyczne wykorzystanie biomasy.

Podmioty te potrzebują jednak wsparcia w procesach inwestycyjnych, które może i powinno pochodzić z sektora finansowego oraz instytucji państwowych. Ambicje tych firm są podtrzymywane, gdyż dzięki znacznemu udziałowi sektora prywatnego w rynku OZE, możliwe będzie osiągnięcie unijnych celów klimatycznych na rok 2030. Główne wnioski wynikające z ankietyzacji oraz stałego monitorowania rynku:

- Zdecydowana większość liczb projektów oraz regularne wdrażanie i inwestycje w sprawdzone technologie nisko- i zeroemisyjne: elektrownie wiatrowe, fotowoltaika, a w obszarach niszowych kolektory słoneczne, biogaz i biomasa.
- Rośnie zainteresowanie nowymi technologiami nieobecnymi lub początkującymi w Polsce: magazyny ciepła (także sezonowe), green power-to-heat.
- Otwiera się możliwość szerokiego inwestowania w produkcję urządzeń dla zeroemisyjnej energetyki i rozwój krajowego łańcucha dostaw technologii dla OZE i eksportu.
- Potrzeba usprawnienia procesów administracyjnych.
- Potrzeba ułatwienia procesu finansowania ze środków publicznych.



# Scenariusz rozwoju technologii zeroemisyjnych OZE do 2030 roku

## 6.1 SCENARIUSZ INWESTYCYJNY DLA ELEKTROENERGETYKI DO 2030

Scenariusz rozwoju mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym do 2030 roku został przygotowany przez IEO w oparciu o prognozę zawartą w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu. Dokument ten zawiera informacje dotyczące planowanego mixu energetycznego Polski wraz z założeniami technicznymi i eksploatacyjnymi pozwalającymi na niezależną reprodukcję strategii. Użyto scenariusza PEK (Polityka Energetyczno-Klimatyczna), który powinien być zgodny z wymogami Komisji, a jego określenie było de facto najważniejszym celem przygotowania KPEiK. Główną zmianą, w stosunku do Krajowego Planu, jest uwzględnienie wzrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice wśród prosumentów oraz prosumentów biznesowych (ozn. na rysunku 6.1 jako „fotowoltaika – pozostałe”), który to segment obecnie stanowi znaczący wkład w rozwój polskiego sektora PV. Uwzględniono także możliwe opóźnienia w oddawaniu do użytku instalacji zwycięskich w dotychczasowych aukcjach OZE, z powodu trwającej pandemii COVID-19.

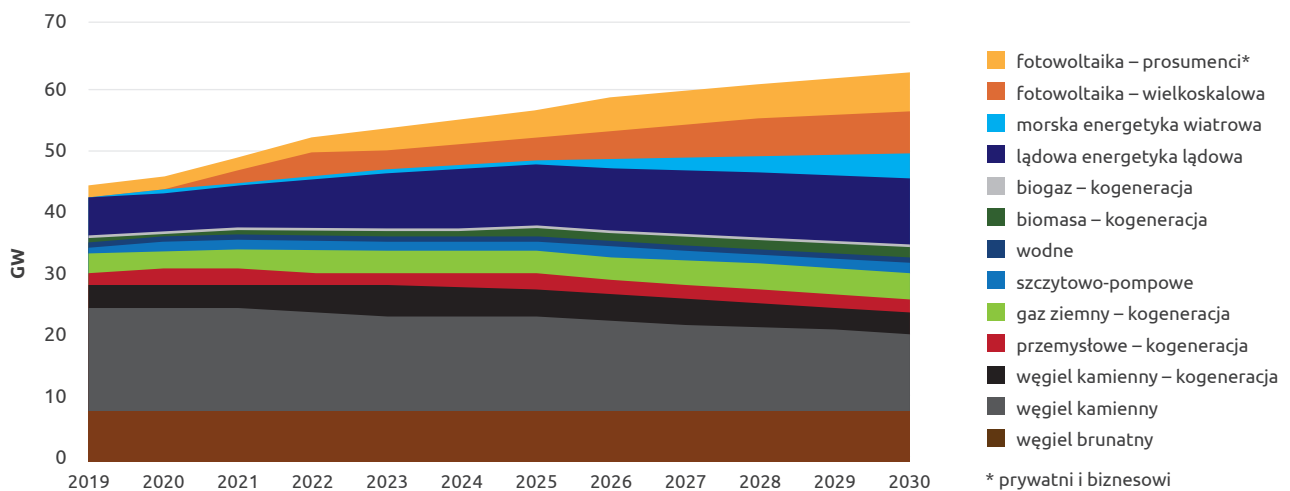
Na scenariusz PEK zostały naniesione zmiany pozwalające oddać stan faktyczny polskiego mixu mocy na podstawie danych z lat ubiegłych (2015-2020) z ENTSO-E. Weryfikacji zostały poddane przede wszystkim elektrownie węglowe oraz wiatrowe (oryginalny KPEiK zakłada ok. 10 GW w energetyce wiatrowej do 2020 roku, podczas gdy w styczniu 2020 r. wynosiła ona ok. 5,9 GW).





**Rysunek 6.1 Scenariusz rozwoju miksowi mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym do 2030 roku**

źródło: IEO na podstawie KPEiK



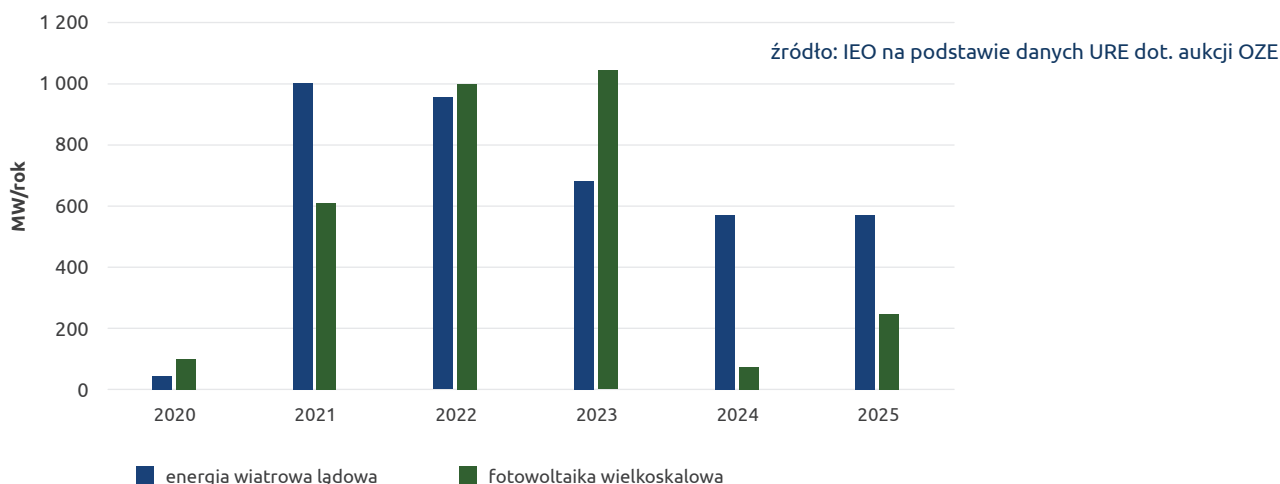
Scenariusz przewiduje przyrost łącznej mocy zainstalowanej z obecnych 43 GW do 61,5 GW w 2030 roku. W 2019 i 2020 roku zostały oddane do użytku ostatnie duże bloki węglowe, zaś do 2030 roku wyłączonych zostanie ponad 4 GW jednostek opalanych węglem kamiennym oraz niemal 1 GW opalanych węglem brunatnym. Moc zainstalowana w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym będzie wzrastać z ok. 2,4 GW w 2019 roku do ponad 4,3 GW w roku 2030. Wątpliwy jednak wydaje się rozwój zaproponowanej w scenariuszu PEK kogeneracji na paliwach kopalnych, która w myśl założeń Zielonego Ładu nie będzie wspierana. Zastąpienie nowych inwestycji w kogenerację gazową oraz węglową przez wielkoskalowe instalacje OZE pozwoliłoby na podniesienie udziału energii z OZE w 2030 roku.

KPEiK zgrubnie i niedokładnie określa rolę fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, dlatego wprowadzono korektę założeń opartą o przeprowadzone aukcje OZE oraz szacunki eksperckie. Oczekiwany jest wzrost mocy o 3,9 GW w energetyce wiatrowej lądowej w okresie 2021-2025. Od 2025 do 2030 starsze turbiny wiatrowe będą zastępowane nowymi, dzięki czemu przy zachowaniu podobnej mocy zainstalowanej w systemie ich wydajność będzie znacząco wyższa (w stosunku do obecnej blokady „10H” i instalowania z tego powodu starych modeli turbin wiatrowych dostępnych przed 2016 rokiem i wpisanych do ówczesnych pozwoleń budowlanych).

Fotowoltaika wielkoskalowa od 2019 prężnie się rozwija przy wsparciu z systemu aukcyjnego – osiągając 3,7 GW w 2025 roku. Po wygaśnięciu systemu aukcyjnego i osiągnięciu dojrzałości rynkowej, kolejne wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne będą powstawać na warunkach rynkowych, głównie w oparciu o umowy PPA. W 2030 roku moc zainstalowana w farmach fotowoltaicznych, przy zachowaniu dotychczasowego trendu, wynosić będzie ok. 7,5 GW. W sektorze mikro- i małych instalacji fotowoltaicznych w ostatnim roku nastąpił zdecydowany rozwój. Mikroinstalacje

stanowią obecnie ponad 60% mocy zainstalowanej w całym sektorze PV. Zdecydowany wpływ miało na to wprowadzenie programów wsparcia takich jak Mój prąd, Ulga termomodernizacyjna, obniżenie podatku VAT na przydomowe instalacje, a także wprowadzenie tzw. pakietu prosumenckiego do ustawy o OZE, a ze strony rynkowej – spadek kosztów. Po 2025 roku przewidywany jest dalszy rozwój tego sektora w wymiarze ok. 0,2 GW rocznie. Od 2025 roku zaczną funkcjonować także morskie elektrownie wiatrowe osiągając moc 4 GW w 2030 roku.

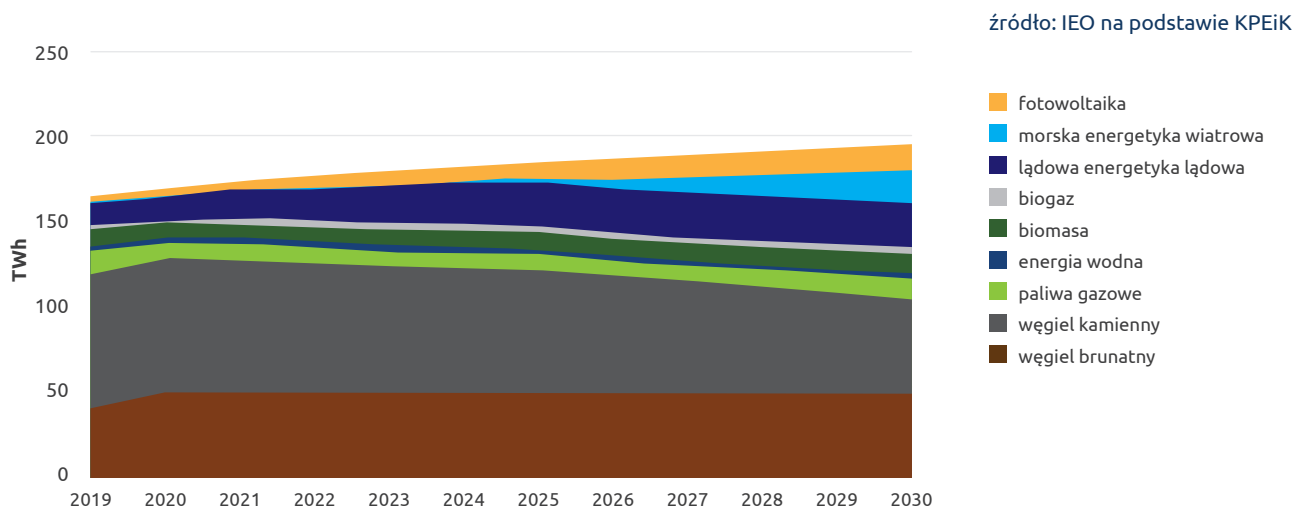
**Rysunek 6.2 Przyrosty mocy zainstalowanych w poszczególnych latach w technologiach wiatrowych i słonecznych w systemie aukcyjnym**



Miks energii (rysunek 4.3) określający wolumeny energii wyprodukowanej w Polsce w podziale na technologie wytwórcze został stworzony przy użyciu miksów mocy opisanego powyżej i założeń dotyczących współczynników wykorzystania. Autorzy KPEiK zakładają stały i niezmienny w długim okresie współczynnik wykorzystania dla źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Jest to sprzeczne z obserwowanym rozwojem technologicznym, dlatego wprowadzając aktualne prognozy dla nowych instalacji skorygowano te założenia, zwiększając systemowy współczynnik wykorzystania mocy dla technologii fotowoltaicznych, wiatrowych lądowych i wiatrowych morskich w kolejnych latach.



**Rysunek 6.3 Struktura wytwarzania energii do 2030 roku w podziale na poszczególne źródła**

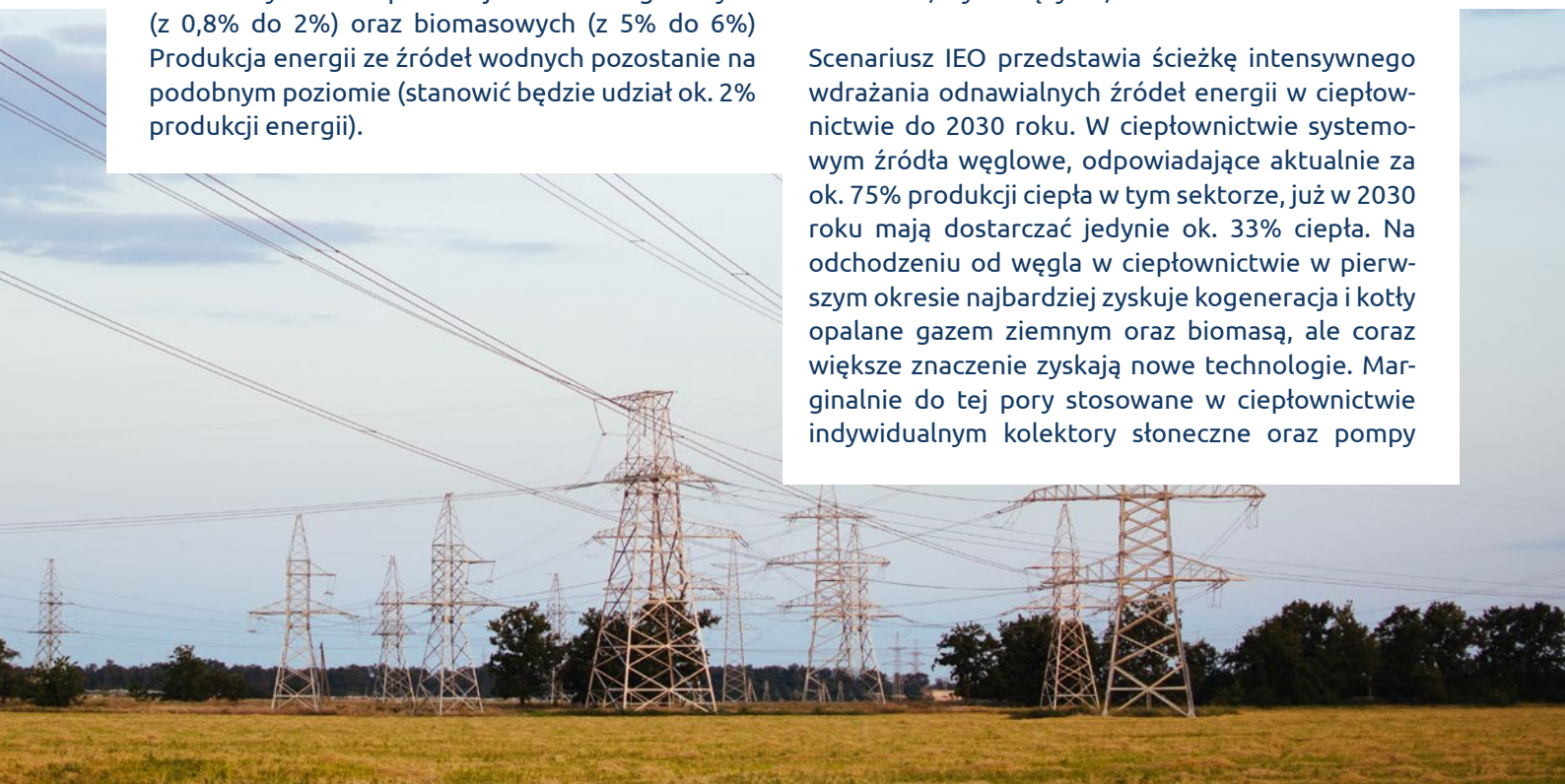


Do 2030 r. nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię do poziomu 196 TWh (obecnie jest to ok. 171 TWh). Spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego oraz brunatnego spowoduje także spadek udziałów tych surowców w pokryciu zapotrzebowania z obecnych 73% do 55% w 2030. Na znaczeniu zyskają: gaz ziemny, fotowoltaika (ponad 7,5% w 2030) oraz morskie i lądowe farmy wiatrowe (odpowiednio 9% oraz 14% w 2030). Nastąpi nieznaczny wzrost produkcji źródeł biogazowych (z 0,8% do 2%) oraz biomasowych (z 5% do 6%) Produkcja energii ze źródeł wodnych pozostanie na podobnym poziomie (stanowiąc będzie udział ok. 2% produkcji energii).

## 6.2 SCENARIUSZ INWESTYCYJNY DLA CIEPŁOWNICTWA DO 2030

Niniejsze analizy mają na celu przedstawienie wiodących i już obecnie dostępnych technologii prowadzących do osiągnięcia założonego celu udziału OZE w ciepłownictwie na poziomie 40% w roku 2030. Jest to cel wyższy niż zadeklarowany przez Ministerstwo Energii w projekcie KPEiK z grudnia 2019 roku, wynoszący 28,4%.

Scenariusz IEO przedstawia ścieżkę intensywnego wdrażania odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie do 2030 roku. W ciepłownictwie systemowym źródła węglowe, odpowiadające aktualnie za ok. 75% produkcji ciepła w tym sektorze, już w 2030 roku mają dostarczać jedynie ok. 33% ciepła. Na odchodzeniu od węgla w ciepłownictwie w pierwszym okresie najbardziej zyskuje kogeneracja i kotły opalane gazem ziemnym oraz biomasą, ale coraz większe znaczenie zyskują nowe technologie. Marginalnie do tej pory stosowane w ciepłownictwie indywidualnym kolektory słoneczne oraz pompy

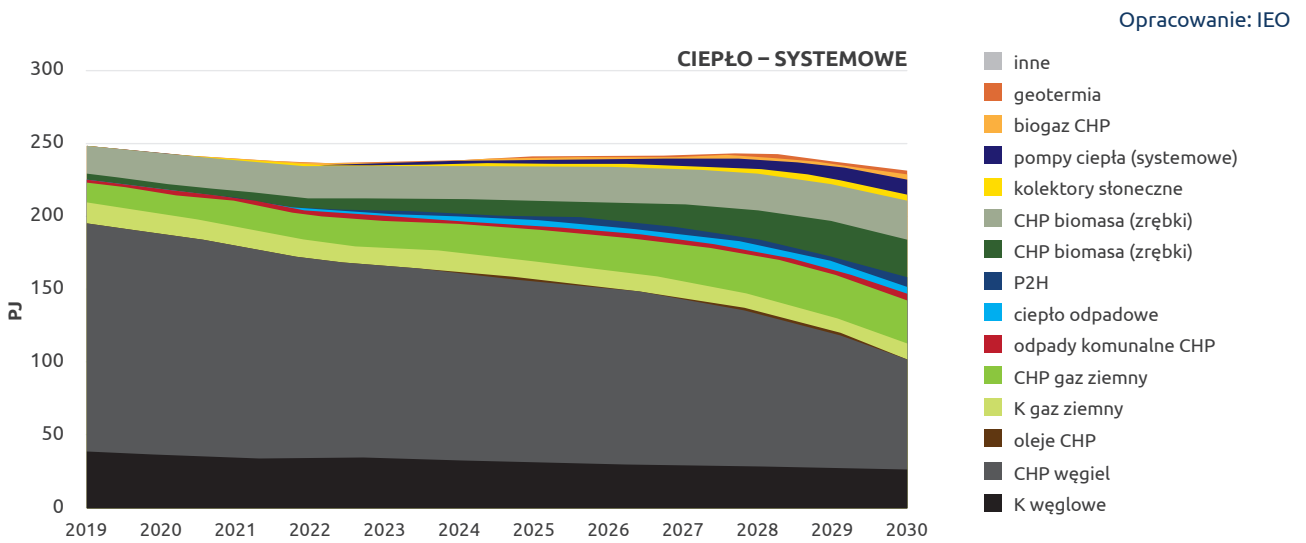




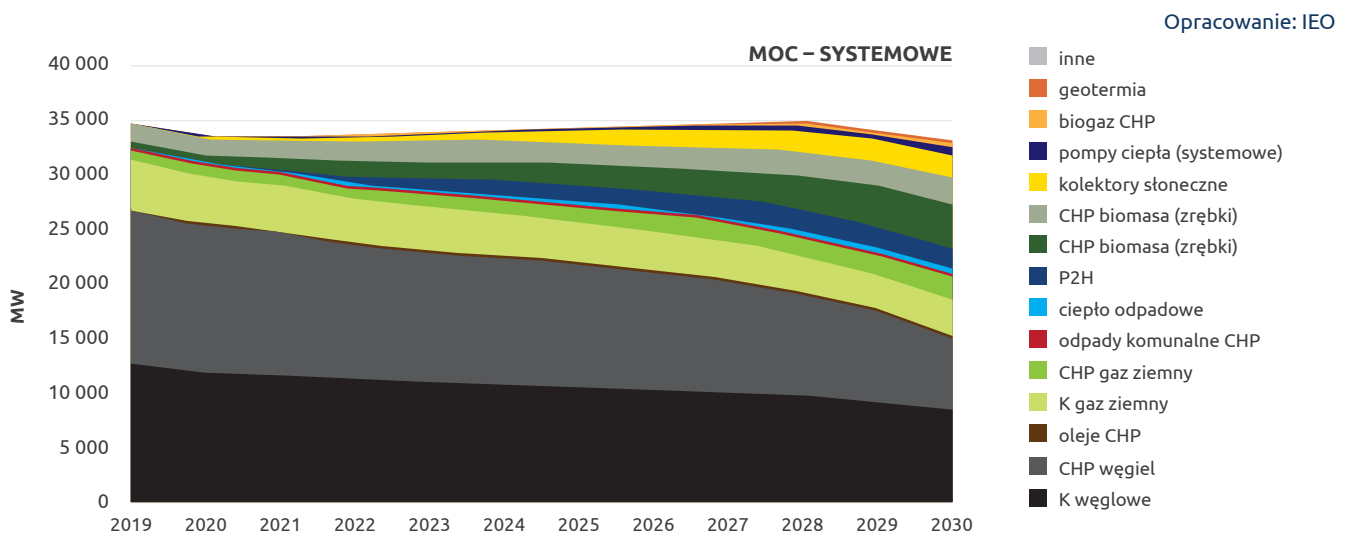


W ramach opracowywania scenariusza dokonano szerokiej analizy sektora ciepłownictwa systemowego ze względu na potrzebę jego transformacji oraz duży potencjał inwestycyjny.

**Rysunek 6.5 Wykres zapotrzebowania na ciepło realizowanego przez poszczególne technologie w ciepłownictwie systemowym w scenariuszu**



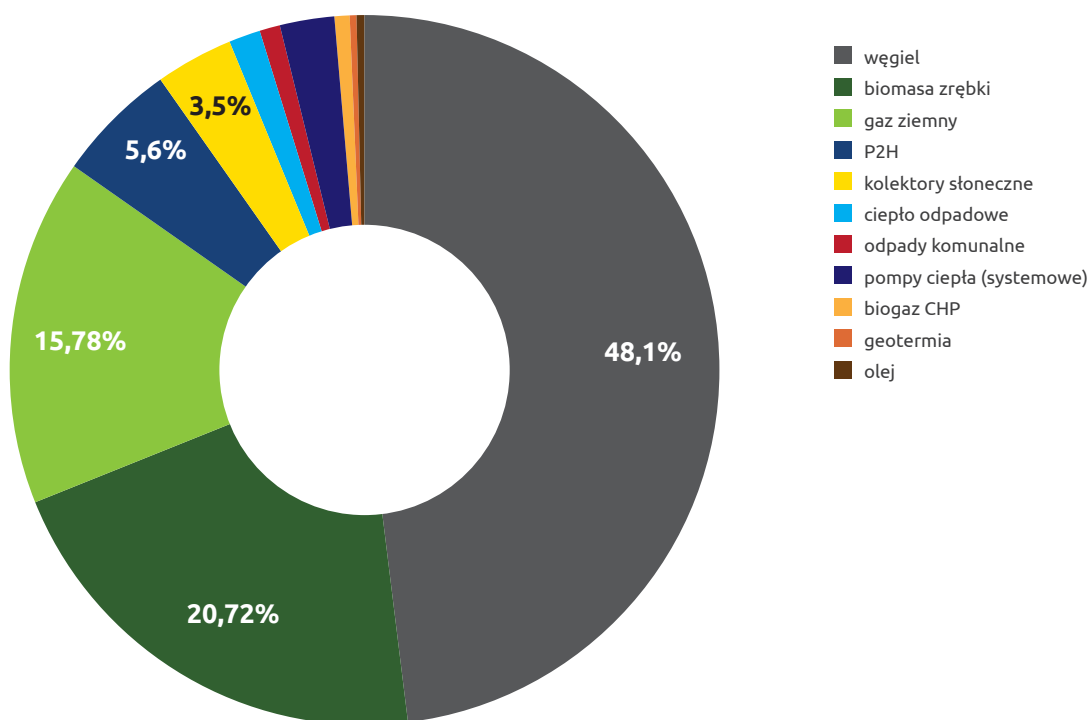
**Rysunek 6.6 Wykres mocy zainstalowanych ciepłowniczych w poszczególnych technologiach w ciepłownictwie systemowym**



Scenariusz IEO zakłada wzrost udziału energii z OZE w ciepłownictwie systemowym z 10% w roku 2019 do 40% w 2030. Przekłada się to odpowiednio na wzrost udziału mocy zainstalowanej w OZE z 7% do 38% w latach 2019-2030.

**Rysunek 6.7** Struktura mocy zainstalowanej różnych paliw i technologii w sektorze ciepłownictwa systemowego w 2030 roku wg scenariusza IEO

Opracowanie: IEO



IEO przewiduje, że głównymi technologiami OZE, które wspomogą paliwa biomasowe w „zielonej” rewolucji powinny zostać kolektory słoneczne oraz green power-to-heat. Kolektory słoneczne to technologia tania (zarówno w odniesieniu do nakładów inwestycyjnych, jak i kosztów operacyjnych), dobrze poznana, powszechnie dostępna oraz bezawaryjna. Green power-to-heat to natomiast szansa na rozpoczęcie współpracy pomiędzy sektorem elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym, która przyniesie obustronne korzyści: bilansowanie nadpodaży energii elektrycznej z OZE oraz niższe koszty wytwarzania ciepła systemowego.

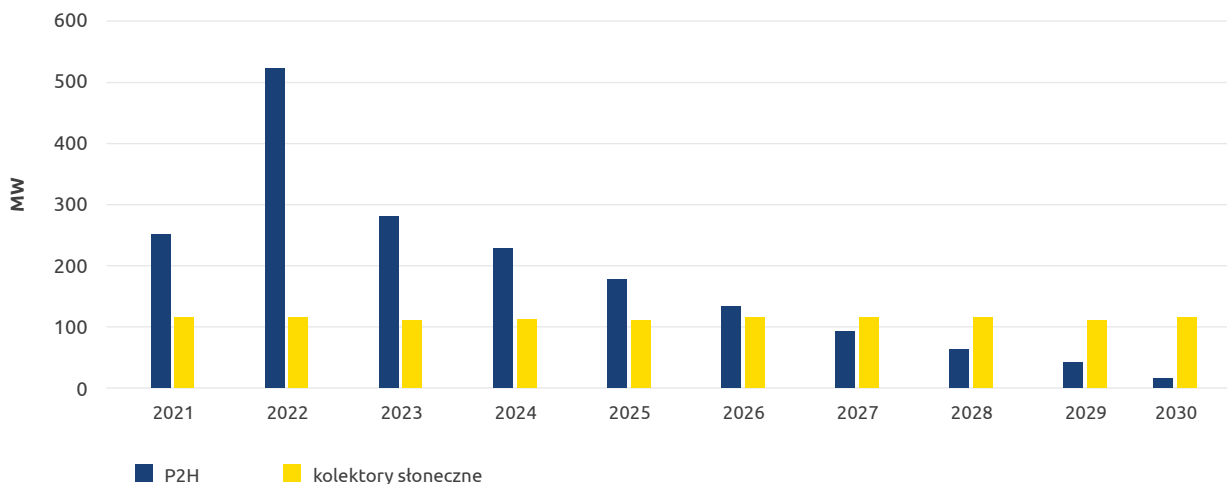
W związku z powyższym, IEO zdecydowało się na rekomendację związaną z inwestycjami w te dwie ciepłownicze technologie OZE. Biomasa to obecnie najczęściej i najchętniej wykorzystywane paliwo OZE w ciepłownictwie i nie potrzebuje dodatkowych bodźców finansowych. Kolektory słoneczne, towarzyszące im nierzadko sezonowe magazyny ciepła oraz GPtH są dopiero na początku etapu wdrażania wśród polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych i dlatego istnieje potrzeba pomocy właśnie tym technologiom. Gdy pierwsze systemy ciepłownicze zaczną korzystać z powyższych, wielkoskalowych instalacji, a cała branża dostrzeże, że są one skuteczne, popyt znacznie wzrośnie, co pozytywnie wpłynie na rozpędzenie zmian w sektorze ciepłowniczym.



Poniżej przybliżona ścieżka rozwojowa instalacji wielkoskalowych kolektorów słonecznych oraz technologii green power-to-heat.

**Rysunek 6.8 Roczny planowany wzrost mocy zainstalowanej w ciepłownictwie systemowym dla technologii kolektorów słonecznych oraz green power-to-heat**

źródło: IEO



Na koniec 2030 roku, IEO prognozuje w ciepłownictwie systemowym skumulowaną moc kolektorów słonecznych równą 1124,2 MW (średni stabilny wzrost 112,4 MW/rok, wskaźnik CAGR 29%) oraz green power-to-heat na poziomie 1795,7 MW (średni wzrost 179,6 MW, wskaźnik CAGR 24%).



### 6.3 CYKLE INWESTYCYJNE TECHNOLOGII OZE

Przy planowaniu strategii inwestycyjnej dla polskiej energetyki należy pamiętać o cyklach inwestycyjnych dla każdej technologii, czyli czasie, który musi minąć od podjęcia przez inwestora decyzji o budowie danej instalacji do początku jej działania. Czas ten to głównie analiza możliwości budowy, wybór wykonawcy instalacji, pozyskanie finansowania (dotacje, kredyty bankowe), przygotowanie projektu instalacji i właściwe prace montażowe. Są one istotne, gdyż nie można zakładać, że nowe moce w systemie pojawią się od razu po decyzji o rozpoczęciu inwestycji. W tabeli poniżej zebrano cykle inwestycyjne dla najważniejszych technologii, używanych zarówno w elektroenergetyce oraz ciepłownictwie.

**Tabela 6.1 Cykle inwestycyjne wielkoskalowych technologii OZE**

Elektroenergetyka [lata]	
Biogazownia rolnicza	2
Farma PV	1,5
Biomasa CHP	5
Farma wiatrowa lądowa	3,5
Farma wiatrowa morska	6
Ciepłownictwo systemowe [lata]	
Biomasa	2,5
Kolektory słoneczne	0,5
Pompy ciepła	1
Geotermia	4,5
Kotły elektrodowe	1
Magazyn sezonowy ciepła	2

źródło: IEO

Strategie i programy energetyczne w Polsce uwzględniają zazwyczaj harmonogram budowy dużych bloków energetycznych będących już w trakcie realizacji (po tzw. FID – final investment decision), ale abstrahują od cykli inwestycyjnych dla OZE. Po pierwsze, poza projektami fotowoltaicznymi (w systemie aukcyjnym i masowo – w systemie prosumenckim) nie ma zbyt wielu decyzji inwestycyjnych, a po drugie procedury inwestycyjne (administracyjne) w Polsce są zbiurokratyzowane i czasochłonne. Wdrożenie pakietu zimowego i zielonego ładu może przynieść uproszczenie procedur administracyjnych i zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego, ale należy się liczyć że, przynajmniej w latach 2020-2021, z uwagi na zoogeniczną liczbę projektów w toku (poza farma fotowoltaicznym), zbyt wielu nowych projektów nie będzie zrealizowanych. Dodatkowo procedury inwestycyjne zostaną wydłużone przez skutki pandemii COVID-19, co częściowo zostało uwzględnione w wydłużeniu o 12 miesięcy czasu na realizację projektów w systemie aukcyjnych).

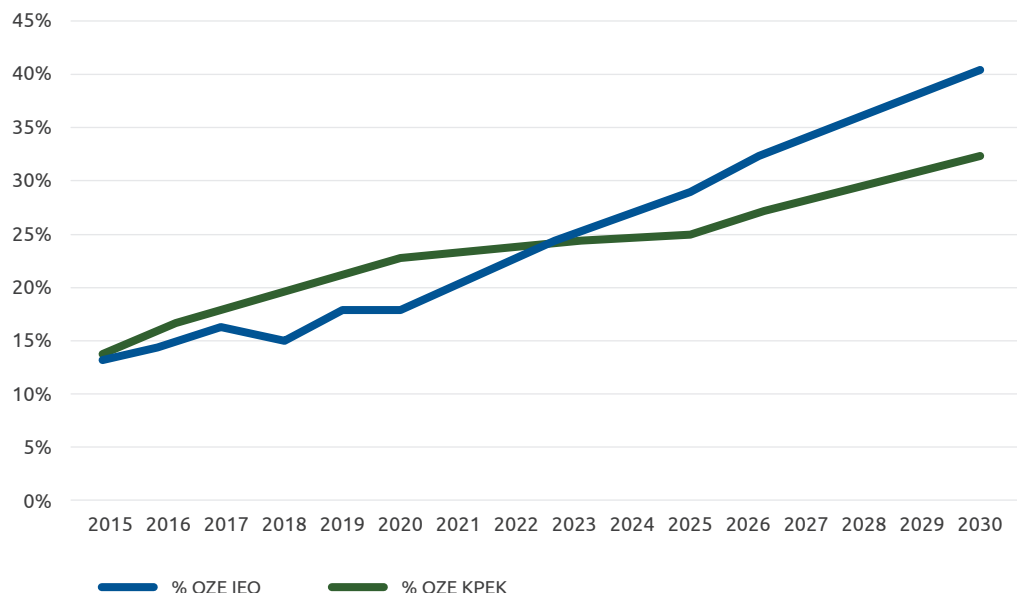
# Skutki ekonomiczne i finansowe realizacji scenariusza IEO

## 7.1 ELEKTROENERGETYKA

Mapa drogowa dla sektora elektroenergetyki przygotowana przez IEO czyni bardziej realnym obecnie, ale także bardziej „zielonym” scenariusz zawarty w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu. Weryfikacja lat poprzednich pozwala na rzeczywistą ocenę stanu faktycznego oraz pokazanie ścieżki, którą powinien i może pójść sektor elektroenergetyki.

**Rysunek 7.1 Porównanie ścieżek udziału OZE w produkcji energii elektrycznej**

źródło: KPEiK, IEO. Opracowanie: IEO





W 2020 roku udział produkcji energii z OZE wynosił ok. 22%, jest to jednak wartość zdecydowanie zawyżona, gdyż ustalił istniejący oraz planowany rozwój energetyki wiatrowej na lądzie w latach 2015-2020. Otworzyło się także kilka nowych elektrowni węglowych (m. in. Opole, Jaworzno), które zastąpiły planowane elektrownie wiatrowe lądowe, co powoduje obniżenie produkcji energii z OZE – wg scenariusza IEO maksymalnym udziałem źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej, możliwym do zrealizowania w roku 2020, będzie wynik ok. 18%.

Niezbędne jest jednak nadrobienie strat oraz pójście ambitniejszą ścieżką, co przybliży nas do realizacji celu OZE na rok 2030. W scenariuszu IEO w 2025 występuje nadwyżka w stosunku do KPEiK (28% wobec 25%), zaś w roku 2030 jest ona jeszcze wyższa, dzięki intensywnemu rozwojowi sektora fotowoltaicznego oraz morskiej energetyki wiatrowej. W autorskim scenariuszu IEO osiągnięcie 40% energii elektrycznej z OZE jest możliwe już w 2030 roku, w porównaniu do 32,8% – wyniku zawartego w KPEiK.

**Rysunek 7.2 Roczne nakłady inwestycyjne w scenariuszu IEO z podziałem na technologie**

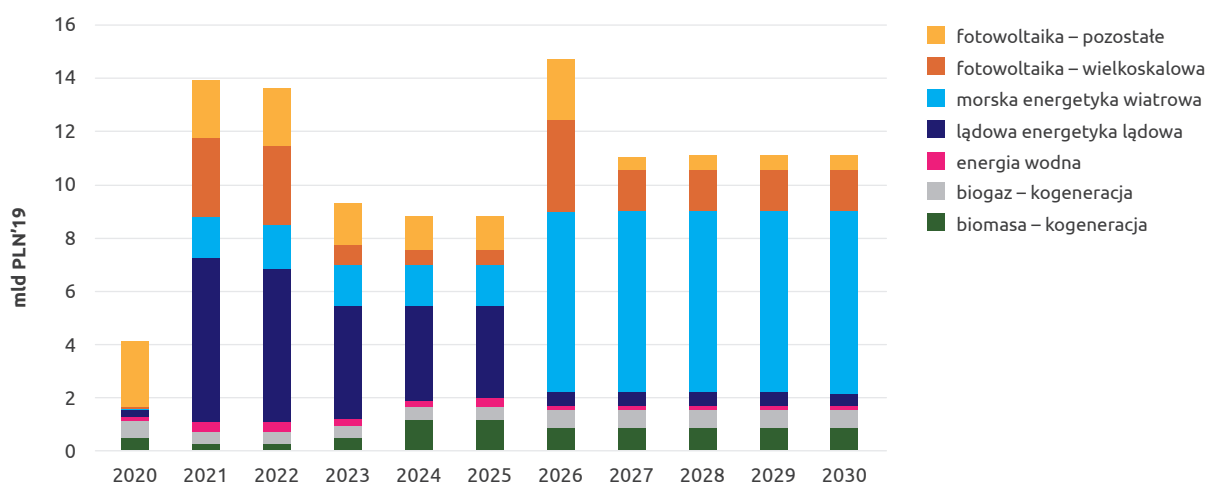




Tabela 7.1 Roczne nakłady inwestycyjne w elektroenergetyce (mln zł)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
biomasa – kogeneracja	347	193	193	386	1 086	1 086	869	869	869	869	869
biogaz	775	551	551	551	551	551	582	582	582	582	582
energia wodna	65	242	242	242	242	242	84	84	84	84	84
energia wiatrowa lądowa	301	6 138	5 826	4 167	3 520	3 479	595	601	607	613	619
energia wiatrowa morska	0	1 595	1 595	1 595	1 595	1 595	6 798	6 798	6 798	6 798	6 798
fotowoltaika wielkoskalowa	170	2 899	3 000	750	550	575	3 448	1 546	1 545	1 547	1 548
fotowoltaika – pozostałe	2 403	2 248	2 108	1 472	1 182	1 232	2 267	448	446	451	452
<b>suma</b>	<b>4 062</b>	<b>13 866</b>	<b>13 515</b>	<b>9 162</b>	<b>8 726</b>	<b>8 760</b>	<b>14 644</b>	<b>10 928</b>	<b>10 932</b>	<b>10 945</b>	<b>10 953</b>

źródło: IEO

Na podstawie scenariusza oraz jednostkowych nakładów inwestycyjnych oszacowano koszty, z jakimi wiązać się będzie transformacja energetyczna w najbliższej dekadzie. Łączne nakłady na energię odnawialną w latach 2020-2030 wyniosą ponad 116,4 mld zł, przy czym 36% tej kwoty stanowią morskie elektrownie wiatrowe, 23% lądowe elektrownie wiatrowe, a 28% fotowoltaika. Nakłady w roku 2020 są znacznie obniżone ze względu na opóźnienia planowanych inwestycji z powodu pandemii COVID-19 oraz przedłużone terminy realizacji projektów aukcyjnych. Średnie roczne nakłady wyniosą ok. 10,5 mld zł.

Powyższy plan inwestycyjny i będący jego efektem „miks” technologiczny i paliwowy wpływają na koszty i ceny energii elektrycznej. Struktura wytwarzania energii wraz z założeniami dotyczącymi prognozy cen paliw, kosztów operacyjnych, nakładów inwestycyjnych oraz warunków ekonomicznych pozwala na obliczenie średniorocznego kosztu generacji energii elektrycznej w Polsce. Wysoki koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie stałym motywatorem transformacyjnym. Koszty te w polskim systemie energetycznym wynosić będą 12-14 mld zł rocznie, przy sumarycznym koszcie generacji wynoszącym od 49 mld zł w 2020 roku do 63 mld zł w 2030 roku.



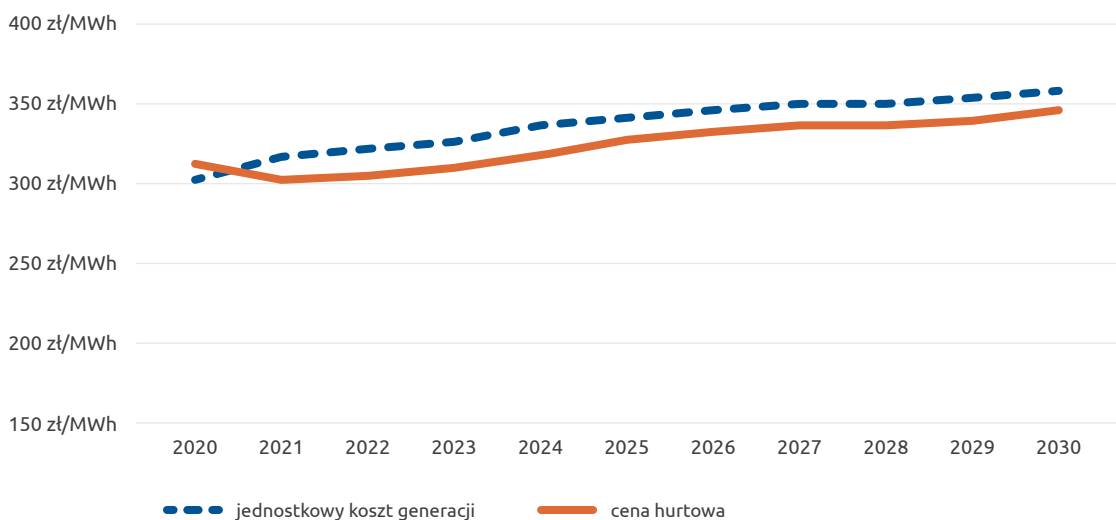
Obecny system regulacyjny w elektroenergetyce zapewnia wytwórcom energii przychody spoza sektora hurtowego (opłata OZE, mocowa, kogeneracyjna, przejściowa – tzw. parapodatki) częściowo pokrywają koszty. Odejmując od kosztów wytwarzania prognozowany koszt opłat, otrzymywany jest minimalny koszt generacji, który należy pokryć z rynku hurtowego. Uwzględniając wolumen generacji, straty oraz stałą i marżę, otrzymujemy prognozę średnich cen. Różnica między jednostkowym kosztem a ceną hurtową zależy od dwóch czynników – rzeczywistej łącznej wysokości kosztów parapodatków oraz poziomu monopolizacji rynku. Uwzględnienie tych czynników powoduje, że ceny energii na rynku hurtowym w najbliższych kilku latach nie zmieniają się. Najbardziej aktualne

prognozy autorstwa IEO przedstawione na poniższym rysunku wskazują na możliwe korzystne skutki dla odbiorców energii w efekcie zwiększania inwestycji i udziałów energii z OZE.

Obecna prognoza cen energii różni się w stosunku do wcześniejszych prognoz w PEP 2040 czy KPEiK oraz IEO. Poprzednia prognoza IEO z 2019 zakładała wyższe wzrosty cen od 2025 roku. Obecna prognoza IEO w odróżnieniu od poprzednich aktualizacji oddala się bardziej niż poprzednie od dokumentu źródłowego (KPEiK, PEP). Warto zauważyć jednak, że każda nowa wersja KPEiK i PEP zbliża się do realiów rynkowych i – choć zbyt wolno i zbyt nieśmiało – to jednak w coraz większym stopniu uwzględnia nowe otoczenie regulacyjne UE.

### Rysunek 7.3 Średnie ceny energii (ceny stałe)

źródło: „Prognoza kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej do 2040 roku”. IEO, 2020



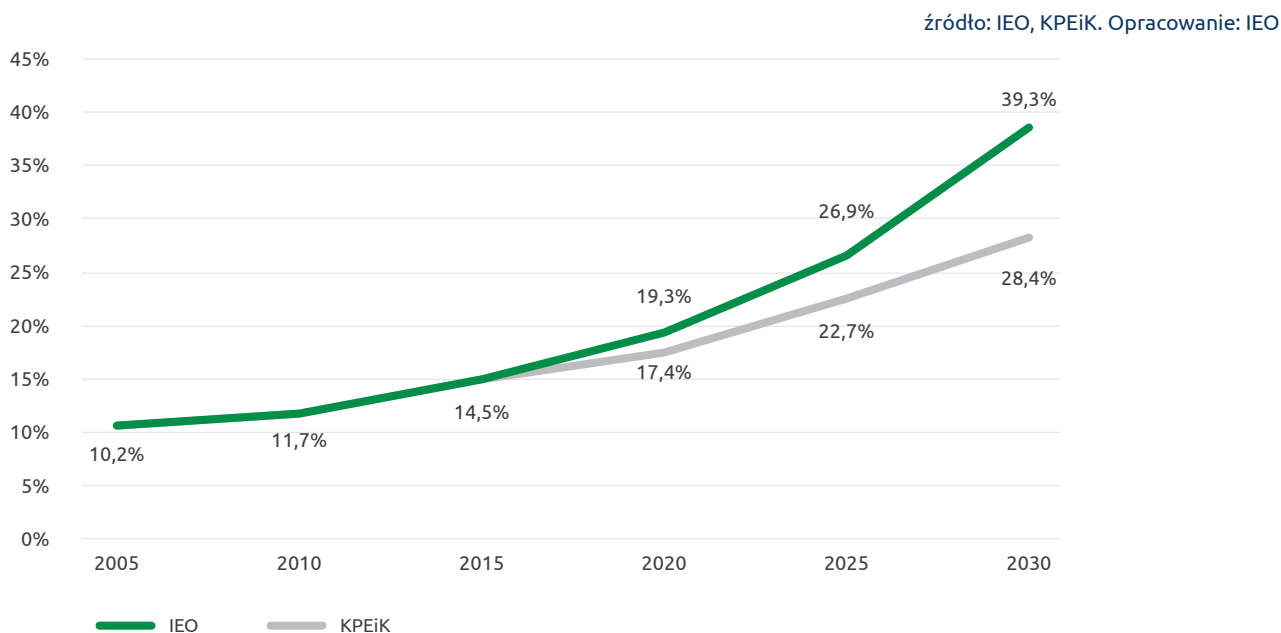


## 7.2 CIEPŁOWNICTWO

Scenariusz inwestycyjny dla ciepłownictwa, przygotowany przez IEO, jest znacznie bardziej ambitny w porównaniu do scenariusza nakreślonego w Krajowym Planie dla Energii i Klimatu z grudnia 2019 roku. Podczas gdy w KPEiK maksymalnym osiągalnym poziomem udziału OZE w 2030 roku jest 28,4%, scenariusz IEO osiąga podobny procent już w 2025 roku (26,86%), kończąc w 2030 roku na około 40%. Uważamy, że jest to poziom realnie osiągalny przy założeniu

pełnego zaangażowania instytucji rządowych, które umiejętnie pokierowałyby programami wsparcia, instytucji finansowych, które pomogłyby sfinansować tę daleko idącą transformację oraz przedstawicieli sektora ciepłownictwa, którzy muszą otworzyć się na nieuchronne zmiany. Koncepcja głębokiej dekarbonizacji idealnie wpisuje się w ideę Europejskiego Zielonego Ładu, a więc możliwość otrzymania z Unii sporych środków finansowych. Polskie ciepłownictwo nie ma już czasu na rozwój energetyki odnawialnej z zaciągniętym hamulcem ręcznym.

Rysunek 7.4 Porównanie ścieżki rozwoju OZE pomiędzy scenariuszami KPEiK a IEO



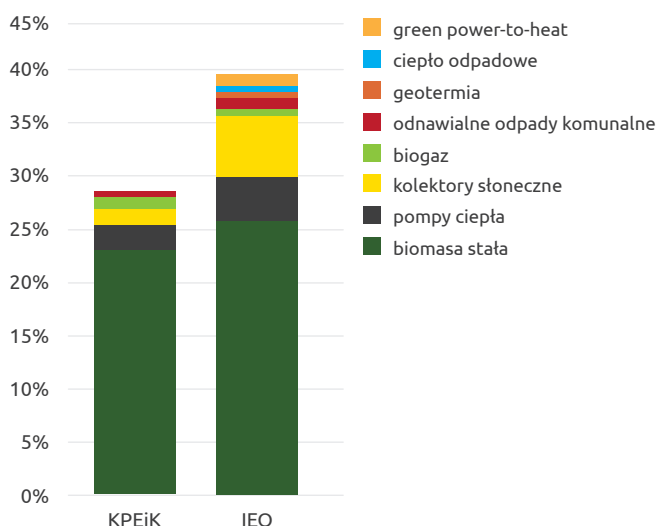
Scenariusz IEO pozwoli na obniżenie o około 55% emisji CO<sub>2</sub> w sektorze ciepłowniczym: z poziomu 67,2 tys. ton w 2019 roku do około 30,2 tys. ton w 2030 roku. Powstał on poprzez dokładne przeanalizowanie zapisów polskiego Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu oraz ich urealnienie, usprawnienie oraz przystosowanie do obecnie panującej pandemii wirusa COVID-19. Najwięk-

szą zmianą w stosunku do KPEiK jest zwiększenie udziału kolektorów słonecznych w zużyciu energii końcowej brutto: w 2030 roku w KPEiK ich udział określany jest na 1,43% – w scenariuszu udział kolektorów rośnie do 6,16%. Scenariusz IEO zawiera także technologie, które w rządowym dokumencie w ogóle nie są uwzględnione: elektroogrzewnictwo (green power-to-heat) oraz ciepło odpadowe.

Na podstawie danych inwestycyjnych (CAPEX) dla każdej technologii zawartej w Rozdziale 2, obliczono skumulowany koszt transformacji polskiego ciepłownictwa w latach 2020-2030, zgodnie ze wzrostem mocy zainstalowanych zawartym w scenariuszu IEO.

### Rysunek 7.5 Porównanie udziałów poszczególnych źródeł energii odnawialnej w zużyciu energii końcowej brutto w ciepłownictwie w 2030 roku

źródło: KPEiK, IEO. Opracowanie: IEO



Łączne nakłady inwestycyjne na nowe OZE w ciepłownictwie w latach 2020-2030 wyniosą niemal 88 mld zł, średnio ok. 8 mld zł rocznie. Prognozowane inwestycje w OZE w ciepłownictwie na poziomie 8 mld/rok są zatem szansą dla dostawców technologii, ale też realnym wyzwaniem, także dla inwestorów i sektora finansowego. Przy założeniu, że dotacje, pożyczki i kredyty bankowe wyniosą 70% całkowitych kosztów transformacji (czyli ponad 61 mld zł) to do sfinansowania z własnych budżetów pozostaje kwota około 26 mld zł. To bardzo duże wyzwanie, ale przy odpowiedniej determinacji i strategii, wyzwanie jak najbardziej do przezwyciężenia, a efekt końcowy w przyszłości zaowocuje niższą emisyjnością oraz niższymi kosztami w ciepłownictwie systemowym.

Spoglądając wyłącznie na ciepłownictwo systemowe, trzeba się liczyć z kosztem transformacji rzędu 25 mld zł na nowe technologie i instalacje. Wśród całkowitych nakładów, ponad 10% (2,54 mld zł, średniorocznie 0,25 mld zł) stanowią kolektory słoneczne. Wdrożenie technologii GPtH to koszt około 1,29 mld zł (średniorocznie 0,13 mld zł) do 2030 roku.

**Tabela 7.2 Roczne nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie systemowym**

źródło: IEO

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasa	1 880	820	1 268	1 330	1 146	1 215	1 293	1 382	2 319	1 724	1 895
Kolektory słoneczne	0	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Pompy ciepła	0	168	40	123	78	209	147	182	544	354	550
Biogaz	62	37	46	57	161	112	140	349	262	328	691
Geotermia	8	2	57	21	22	24	26	27	29	31	70
Power-to-heat	0	236	318	202	160	125	95	69	47	28	13
<b>Suma</b>	<b>1 950</b>	<b>1 516</b>	<b>1 983</b>	<b>1 986</b>	<b>1 822</b>	<b>1 938</b>	<b>1 953</b>	<b>2 263</b>	<b>3 455</b>	<b>2 719</b>	<b>3 473</b>

Jak łatwo zauważyć, wybrane przez IEO technologie atrakcyjne rynkowo (kolektory oraz elektroogrzewnictwo) charakteryzują się niskimi nakładami inwestycyjnymi (łącznie jedynie 15% całości), wnosząc

jednocześnie perspektywę niskich kosztów produkcji ciepła systemowego – niskie wartości wydatków operacyjnych.

# 8

## Identyfikacja projektów inwestycyjnych i rekomendowana średnioterminowa strategia inwestycyjna OZE do 2025 roku

Według wyliczeń IEO, transformacja energetyki do 2030 roku pochłonie około 205 mld zł: 117 mld zł w obszarze elektroenergetyki oraz ok. 88 mld zł w sektorze ciepłownictwa. Kwota ta to ogromne wyzwanie zarówno dla decydentów firm energetycznych, jak i instytucji finansowych. W celu osiągnięcia sukcesu, istnieje potrzeba ścisłej współpracy wszystkich zainteresowanych stron. Zakładając, że 70% całkowitych nakładów inwestycyjnych, czyli 143,5 mld zł pokryją dotacje oraz sfinansują banki komercyjne w postaci kredytów i pożyczek, to pozostała kwota (61,5 mld zł) musi pochodzić bezpośrednio z kapitału własnego, Polskiego Funduszu Rozwoju oraz Spółek Skarbu Państwa.

Na podstawie własnych założonych wskaźników CAPEX, PFR, w inicjatywie Green Hub wyliczono liczbę i skalę możliwych inwestycji do sfinansowania, biorąc pod uwagę obecne wskaźniki CAPEX dla poszczególnych technologii, zaktualizował ówczesny plan inwestycyjny.



**Tabela 8.1 Porównanie ilości projektów możliwych do zrealizowania w ramach strategii Green Hub**

	Średnia moc instalacji [MW]	Liczba [szt.]	CAPEX [zł/MW]
Biogazownie	1	346	<b>13 000 000</b>
Farma PV	10	180	<b>2 500 000</b>
Lądowa farma wiatrowa	10	73	<b>6 100 000</b>
Morska farma wiatrowa	300	1	<b>11 000 000</b>

Opracowanie: IEO

Z zestawienia widać znaczący spadek wartości CAPEX dla farm fotowoltaicznych na przestrzeni ostatnich lat oraz nieznaczną obniżkę dla biogazu. Szczególna dysproporcja zauważalna jest wśród jednostkowych nakładów inwestycyjnych w projektach wiatrowych, co znacznie zaburza pogląd dotyczący inwestycji w sektorze wiatrowym. Założony pierwotnie, u zarania inicjatywy Green Hub, CAPEX dotyczący projektów lądowych jest zdecydowanie za duży, natomiast dla projektów offshore za niski.

Wyniki analiz wskazują, że obecnie można ulokować zakładany kapitał Green Hub w postaci 4,5 mld zł w sposób zdywersyfikowany tak, aby wspierał on najbardziej atrakcyjne rynkowo technologie, które w sposób efektywny przyczyniłyby się do dekarbonizacji polskiego sektora energetycznego. Przykładowo, kwota 4,5 mld zł może napędzić inwestycje o łącznej wartości 15 mld zł. Na taką kwotę składa się:

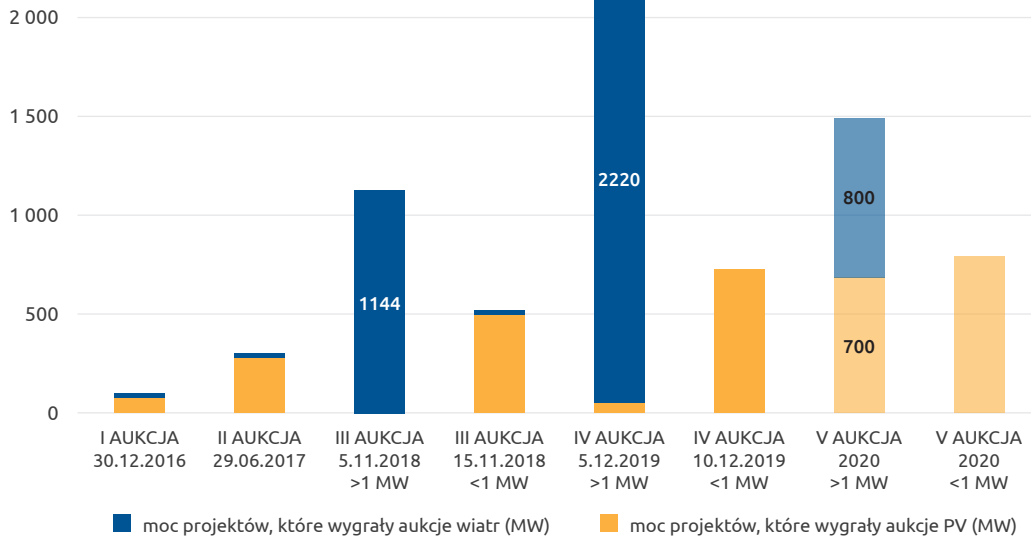
- 30 farm fotowoltaicznych o mocy 40 MW (nakład na pojedynczą instalację – 100 mln zł),
- 105 farm fotowoltaicznych o mocy 20 MW (nakład na pojedynczą instalację – 50 mln zł),
- 43 lądowe farmy wiatrowe o mocy 20 MW (nakład na pojedynczą instalację – 122 mln zł)
- 115 biogazowni rolniczych o mocy 1 MW (nakład na pojedynczą instalację – 13 mln zł),

Powyższe instalacje wyprodukują rocznie ok. 6173 GWh energii elektrycznej, zapobiegając emisji około 4,94 mln ton dwutlenku węgla do atmosfery.

Pierwsze trzy rodzaje dużych inwestycji w wykorzystanie energii słonecznej i wiatrowej w okresie do 2025 roku mogą być realizowane bez wsparcia lub w systemie aukcyjnym. W latach 2021-2022 w ramach systemu aukcyjnego zasadne jest w szczególności finansowanie farm wiatrowych, które w tzw. „dużym koszyku aukcyjnym” zakontraktowały 3,4 GW nowych mocy, a w planach są kolejne rzędu 800 MW. Plany aukcyjne w dla dużych farm fotowoltaicznych (>1MW) wynoszą co najmniej 700 MW. IEO rekomenduje zrezygnowanie z zaangażowania w drogą projekty offshore oraz ograniczenie finansowania projektów biogazowych.

**Rysunek 8.1 Inwestycje wiatrowe i fotowoltaiczne planowane do realizacji w systemie aukcyjnym (aukcje z lat 2018-2019 i planowane na 2020)**

Opracowanie: IEO

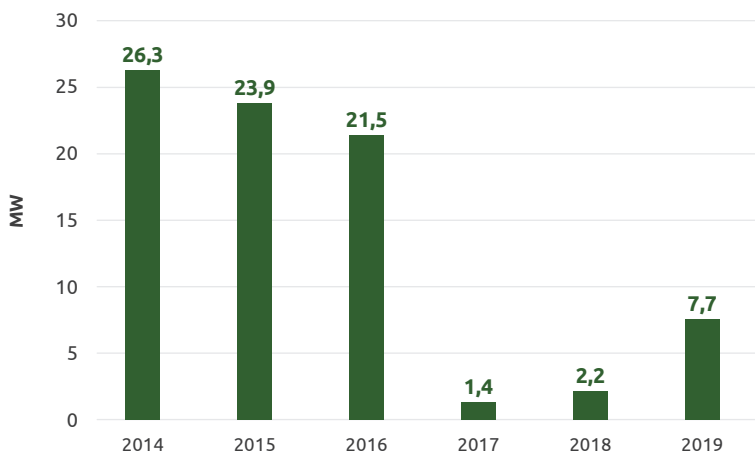


Moc w instalacjach biogazowych wzrosła w okresie 2010-2019 nieznacznie, z 80 do ok. 250 MW. W ostatnich latach zauważalny jest spadek zainteresowania tą technologią. O ile do 2016 roku moce za instalowane biogazu rosły rocznie o ok. 15-20 MW,

to od 2017 roku wzrosty nie przekraczają 8 MW/rok. Spowodowane jest to głównie wysokimi nakładami inwestycyjnymi oraz zmużnionym cyklem inwestycyjnym, co skutkowało wyparciem technologii przez inne, bardziej opłacalne instalacje.

**Rysunek 8.2 Roczny przyrost nowej mocy instalacji biogazowych**

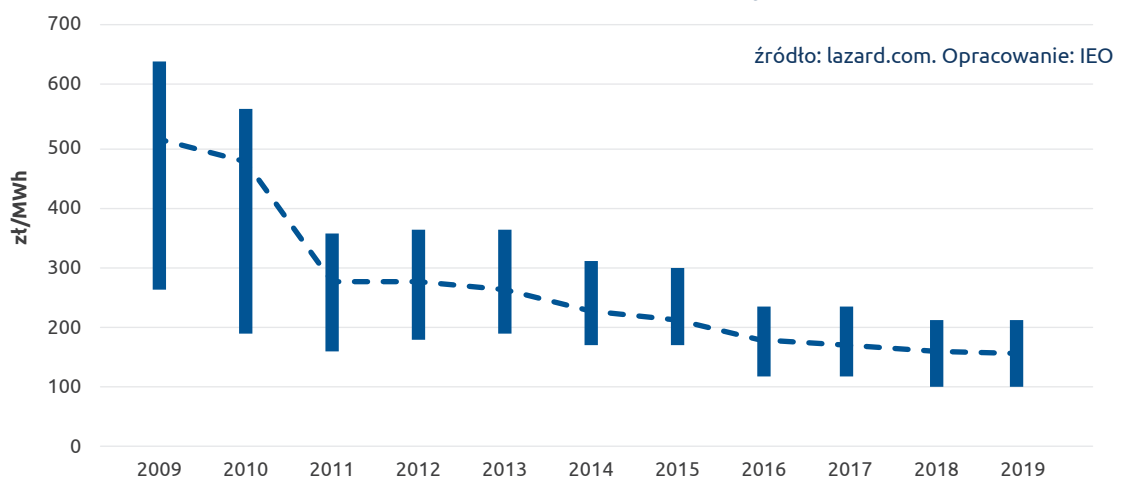
źródło URE, oprac. IEO



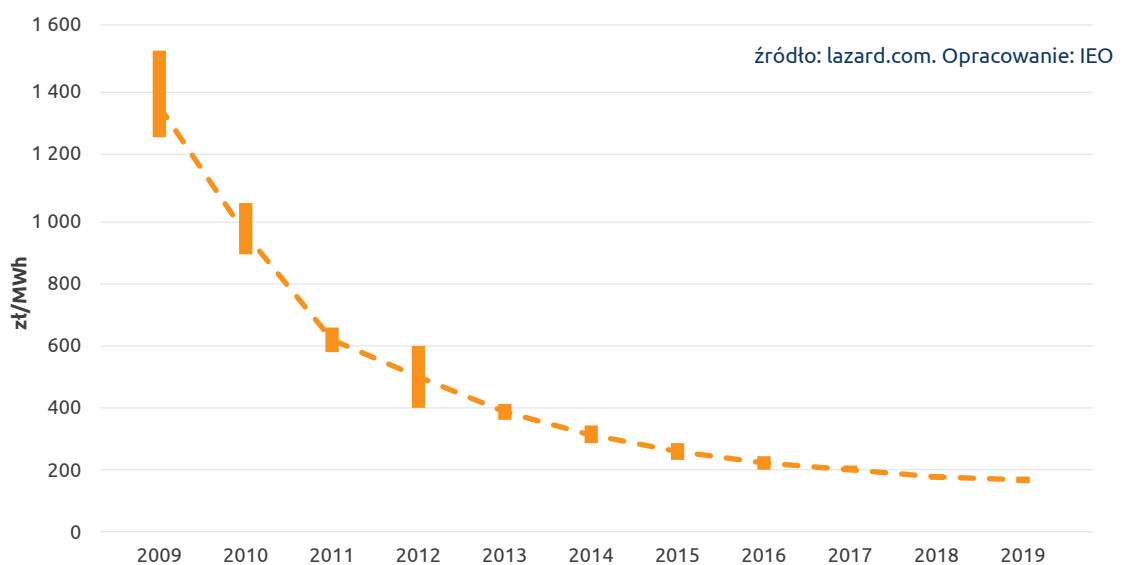
Kapitał należy głównie lokować w obecnie najtańsze dostępne źródła OZE (pod względem kosztu wytworzenia energii elektrycznej – LCOE), czyli lądowe farmy wiatrowe oraz w projekty PV, czyli najdynamiczniej rozwijany sektor OZE w Polsce. Ponowny niezaburzony rozwój farm wiatrowych spodziewany jest po zapowiadanej liberalizacji zasady 10H.

Inwestycjami w te dwie technologie zainteresowanych jest wiele prywatnych firm deweloperskich, które widzą w nich największy potencjał rynkowy. Odbiorcami tak wytworzonej energii z instalacji pogodowo zależnych mogłyby zostać np. wielkie koncerny przemysłowe, które kupowałyby ją w ramach umów PPA (Power Purchase Agreement).

**Rysunek 8.3 Redukcja kosztów LCOE dla lądowej energetyki wiatrowej**



**Rysunek 8.4 Redukcja kosztów LCOE dla PV**





Obszar ciepłownictwa to również sektor, który szczególnie potrzebuje wsparcia finansowego, aby mógł w sposób zrównoważony odejść od powszechnie stosowanego węgla kamiennego. Należy odważnie rozpocząć inwestowanie w doskonale poznane i opatentowane instalacje pogodowo zależne: kolektory słoneczne i wchodzące na polski rynek, lecz atrakcyjną ekonomicznie technologię green power-to-heat oraz sezonowe magazyny ciepła.

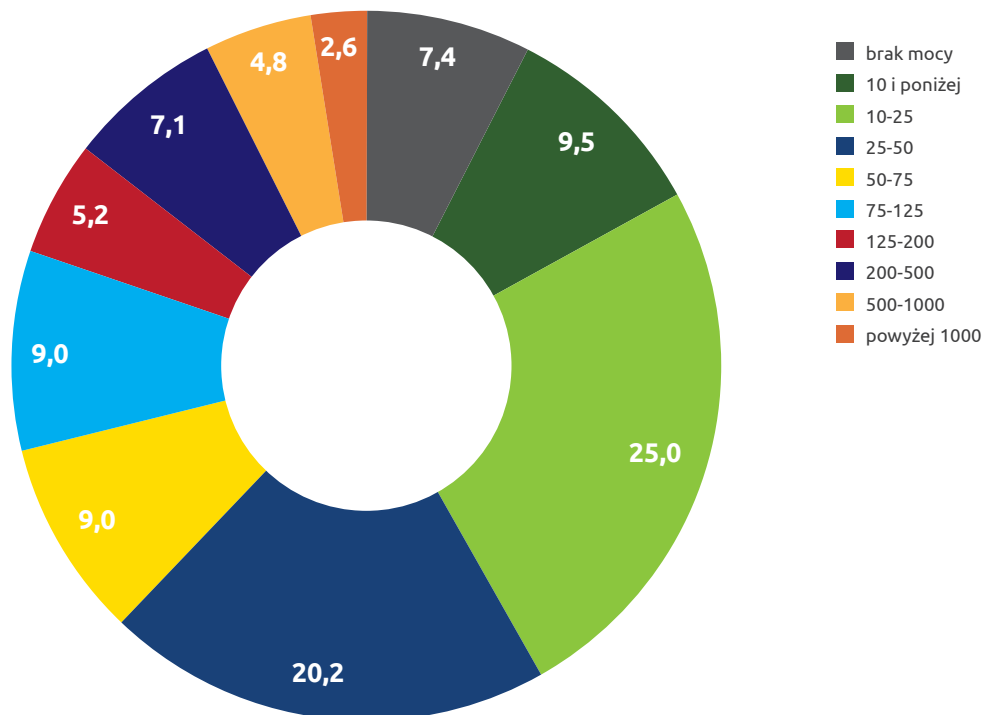
Koncesjonowani wytwórcy ciepła wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości z przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW (59,1% przedsiębiorstw wytwórczych w 2018 r.). Tylko jedenaście koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą 1 000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła ponad 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Największe systemy ciepłownicze znajdują się w Warszawie, Krakowie, Łodzi, aglomeracji śląskiej, Gdańsku, Poznaniu, Wrocławiu i Lublinie.

IEO na podstawie przeprowadzonych ankiet branżowych zakłada, że w perspektywie krótko- oraz średnio-terminowej, 20% ze wszystkich polskich systemów ciepłowniczych (80 PEC-ów) będzie zainteresowanych inwestycjami w technologie OZE dla ciepłownictwa. Przedsiębiorstwa te to w głównej mierze spółki komunalne, ale także podmioty prywatne. IEO proponuje hybrydowy projekt składający się z instalacji kolektorów słonecznych o mocy 4 MW, współpracujący z nią 2 MW sezonowy magazyn ciepła oraz instalację Green Power-to-Heat: kocioł elektrodowy o mocy 2 MW wraz z krótkoterminowym magazynem ciepła. Koszt wybudowania 80 takich hybrydowych instalacji wyniósłby ok. 649 mln zł (koszt jednej instalacji wynosi ok. 8,1 mln zł) i mógłby być współfinansowany przez Polski Fundusz Rozwoju (30% całkowitych nakładów).

Trzecim segmentem, rekomendowanym do wsparcia, jest sektor produkcji urządzeń OZE. Ze względu na dynamiczny wzrost energetyki słonecznej, IEO proponuje zaangażowanie się w wybudowanie fa-

**Rysunek 8.5** Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2018 r.

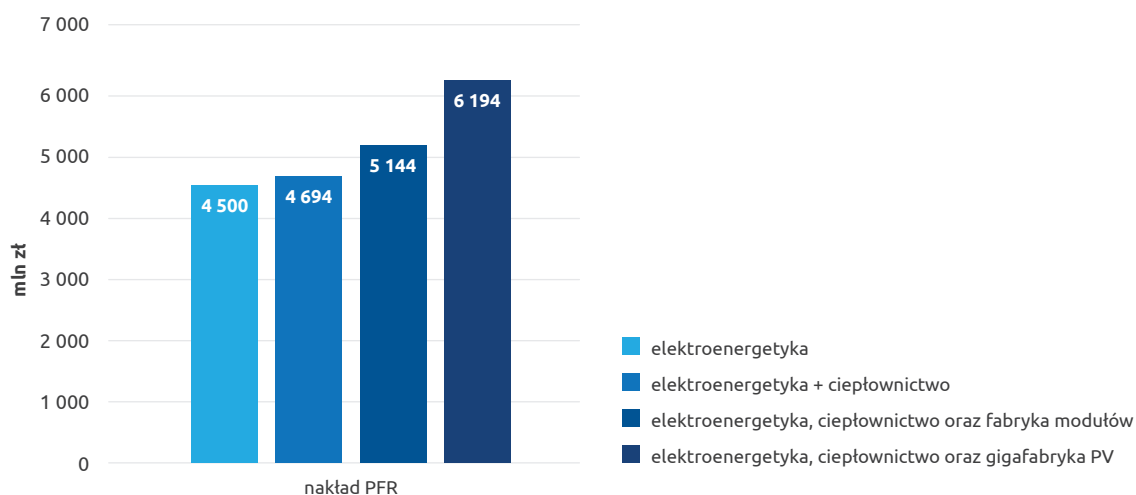
źródło: URE, oprac. IEO



bryki PV w dwóch wariantach: fabryka produkująca wyłącznie moduły fotowoltaiczne (koszt opcji nr 1 o zdolnościach produkcyjnych rzędu 5000 MW/rok to ok. 1,5 mld zł) lub GigaFabryki PV, produkującą ogniwa, wafle oraz moduły PV (czyli wszystkie niezbędne komponenty, zapewniając w ten sposób samowystarczalność). Opcja nr 2 o zdolnościach 5000 MW/rok to konieczność zaangażowania kapitału rzędu 5 mld zł. 30% całkowitych nakładów również mógłby współfinansować Polski Fundusz Rozwoju. Wzmocnienie polskiego sektora produkcyjnego, pozwoli na uniezależnienie się od chińskich producentów i zapewni dalszą perspektywę stabilnego wzrostu sektora fotowoltaicznego w Polsce.

Całkowite nakłady, które IEO rekomenduje do zainwestowania wahają się od 4,5 mld zł przeznaczonych wyłącznie na elektroenergetykę do ok. 6,19 mld zł w razie dodatkowego zaangażowania w ciepłownictwo oraz zbudowanie GigaFabryki PV. Dodatkowy koszt w postaci 1,69 mld zł to szansa na jednoczesne rozpędzenie transformacji we wszystkich niezbędnych obszarach energetyki, co pozwoli na równomierne przekształcanie się w kierunku bezemisyjnym. Wspieranie dekarbonizacji, szczególnie w okresie wychodzenia z recesji polskiej gospodarki, to niezwykle ważny bodziec i przykład dla innych instytucji.

**Rysunek 8.6 Porównanie nakładów inwestycyjnych dla poszczególnych strategii**





## Wnioski i następne kroki na rzecz realizacji strategii inwestycyjnej

Strategię transformacji energetycznej opartą na zasadach zrównoważonego rozwoju, zgodną z polityką UE i odporną na ryzyka regulacyjne najlepiej oprzeć na inwestycjach w zeroemisyjne technologie OZE, które są najbliższe rynku, nie są uzależnione od kosztów dostaw paliw i wysokości opłat środowiskowych, a ponadto charakteryzują się krótkimi cyklami inwestycyjnymi. Obecnie obserwowany szybki wzrost mocy zainstalowanych w tych źródłach stanie się bodźcem do przeprowadzania coraz to śmielszych decyzji inwestycyjnych w systemach energetycznych i ciepłowniczych. Najszybciej też przyniesie wymierne efekty w sferze efektywnej dekarbonizacji sektora energetycznego, co z kolei (co prawda od niedawna) przekłada się na obniżanie cen energii i cen ciepła dla całej gospodarki i wszystkich odbiorców.

OZE, a w szczególności źródła zeroemisyjne są tzw. źródłami „capex-owymi”, czyli charakteryzują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi (CAPEX) i niskimi (czasami niemal zerowymi) kosztami operacyjnymi (OPEX). Dlatego ich rozwój jest silnie związany z dostępem do finansowania.

Polski Fundusz Rozwoju, poprzez swoje zaangażowanie kapitałowe, może w sposób istotny przyczynić się do zielonej transformacji i wspomóc w niej deweloperów, inwestorów, producentów urządzeń dla OZE, na które jest globalne zapotrzebowanie. Niezwykle ważnym jest zachowanie odpowiedniej komunikacji na linii instytucje finansowe – inwestorzy. Przeprowadzone analizy i konsultacje pozwoliły wyodrębnić atrakcyjne obszary do inwestycji w OZE o odpowiednio wysokim zapotrzebowaniu na kapitał, oparte na nowych, szybko komercjalizujących się technologiach OZE.



- W perspektywie krótkoterminowej (1-2 lata) kluczowymi technologiami o krótkich cyklach inwestycyjnych, stosunkowo niskich jednostkowych nakładach oraz bardzo niskich kosztach operacyjnych są:
  - dla elektroenergetyki: fotowoltaika wielkoskalowa (powyżej 1 MW),
  - dla ciepłownictwa: kolektory słoneczne, elektroogrzewnictwo – green power-to-heat.
- Farmy fotowoltaicznej mogą być obecnie realizowane wyłącznie w systemie aukcyjnym. Tylko największe farmy o mocach rzędu dziesiątek megawatów będą mogły już wkrótce działać na rynku.
- W perspektywie średnioterminowej (3-4 lata, ze względu na dłuższy cykl inwestycyjny i czas potrzebny na zmianę przepisów tzw. ustawy odległościowej) ważną rolę powinny odegrać lądowe farmy wiatrowe – obecnie najtańsze źródło energii elektrycznej w Polsce, które mogą (ale już nie muszą) funkcjonować w systemie aukcyjnym. Do odblokowania ich potencjału konieczne jest zliberalizowanie zasady 10H poprzez nowelizację ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (wypowiedzi przedstawicieli rządu wskazują na taką możliwość w krótkim czasie).
- Inwestycje w biogazowni i energetyczne wykorzystanie biomasy mogą być obecnie bezpiecznie realizowane wyłącznie w oparciu o system wsparcia (FIT/FIP) lub dotacje ew. wsparcie dla kogeneracji dla ciepłowni i elektrociepłowni. Inwestujący w biogazowni i elektrociepłowni tylko sporadycznie korzystają z systemu aukcyjnego, który nie jest dla nich korzystnym instrumentem wsparcia. Na przeszkodzie stoją długie cykle inwestycyjne (przeszkoda z powodu braku harmonogramu aukcji na okres kilku lat do przodu) oraz brak możliwości prognozowania cen biomasy substratów w okresie 15 lat (ograniczeniem jest długoterminowe zobowiązanie na dostawy energii z systemu aukcyjnego).
- Technologia green power-to-heat (GPtH) – kocioł elektrodowy wraz z krótkoterminowym magazynem ciepła) oraz sezonowe magazyny ciepła (współpracujące z kolektorami słonecznymi) to innowacje na polskim rynku ciepłowniczym, związanym z reformą rynku energii elektrycznej (rozchylenie „widetek” cen energii elektrycznej na TGE) oraz wzrostem udziału energii ze źródeł pogodowo zależnych. Podmioty inwestujące w te dojrzałe technologicznie i rynkowo (choć w Polsce niedocenione) rozwiązania mogą stać się pionierami w skali kraju.
- Dotychczas OZE w ciepłownictwie systemowym nie mają dedykowanego systemu wsparcia (na zasadach ogólnych korzystają z ograniczonego dostępu do dotacji z funduszy ekologicznych). Największe potrzeby inwestycyjne w przechodzeniu na OZE są w ciepłowniach o mocach rzędu 20-50 MW (podlegają dyrektywie o emisjach przemysłowych IED i są w systemie ETS, a jednocześnie zgodnie z dyrektywą o OZE mają obowiązek podnoszenia udziałów ciepła z OZE w tempie 1,1-1,3 pp./rok). Stanowią one około 60% wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych, co świadczy o dużym potencjale inwestycyjnym (dzięki technologiom GPtH, energii słonecznej, wiatrowej i magazynom ciepła) - rynek na zeroemisyjne technologie OZE, dzięki którym mogą obniżyć udział węgla do 50% i uzyskać status efektywnego systemu ciepłowniczego.
- Zwiększenie zdolności produkcyjnych polskich producentów komponentów fotowoltaicznych spowoduje wzrost ich znaczenia na europejskim rynku PV, co w konsekwencji doprowadzi do wzmocnienia krajowej gospodarki, zwiększenia samowystarczalności polskiego sektora fotowoltaicznego, poprawi bezpieczeństwo technologiczne oraz uchroni przed ponownym zerwaniem światowych łańcuchów dostaw, jak to miało miejsce podczas pandemii wirusa COVID-19.

W realizacji ww. rodzajów inwestycji rozważono udział Polskiego Funduszu Rozwoju w formie bezpośredniego zaangażowania kapitałowego lub innych form partycypacji w inwestycjach. W poszukiwaniu możliwie najbardziej efektywnej formuły zaangażowania PFR w niezbędną transformację polskiego sektora energetycznego w kierunku OZE zaproponowano:

- Podniesienie łącznej kwoty PFR Green Hub do wysokości 6,2 mld zł, która została podzielona na: 4,5 mld zł na elektroenergetykę, 195 mln zł na ciepłownictwo oraz maksymalnie 1,5 mld zł na wsparcie fabryk produkujących urządzenia dla OZE. Pozwala to na wewnętrzną dywersyfikację funduszu na różne i komplementarne obszary (elektroenergetyka – powtarzalne projekty; ciepłownictwa – olbrzymie potrzeby w zakresie transformacji energetycznej; produkcja urządzeń – nowe technologie, innowacje). Zdaniem autorów, zaangażowanie PFR w tych obszarach stwarza szansę na jednoczesne przyspieszenie transformacji we wszystkich kluczowych obszarach energetyki, co pozwoli na równomierną transformację energetyki, a docelowo całej gospodarki w kierunku bezemisyjnym.
- Z formułą finansowania hybrydowego (inwestor + udziały lub dotacje PFR + kredyt + unijna dotacja), jako szansę na zmniejszenie ryzyka i zmobilizowanie sektora bankowego i generalnie obniżenie kosztów kapitału (ułatwienie spłat rat kredytów w pierwszych latach eksploatacji instalacji). Takie rozwiązanie z udziałem PFR jest szczególnie atrakcyjne dla technologii zeroemisyjnych, gdzie w szczególności wysokim CAPEX towarzyszą niskie koszty eksploatacyjne OPEX. W opinii autorów, wkład na poziomie np. 20% ze strony inwestora i Polskiego Funduszu Rozwoju oraz (w okresie przejściowym do 2023 roku) otrzymanie dotacji unijnej w wysokości 20% całkowitych nakładów obniży do bezpiecznego i akceptowalnego poziomu (ok. 40%) i jednocześnie szerokiego (powszechnego) zaangażowania sektora prywatnego i bankowego w przyszłościowe inwestycje.
- Zwiększenie i poszerzenie współpracy pomiędzy największymi instytucjami finansowymi krajowymi (PFR) i unijnymi (EBI, EBOIR, z ew. udziałem PFR) oraz sektorem bankowym, z uwzględnieniem kierunków wyznaczonych w Unii Europejskiej dla zielonych finansów i zielonych technologii. Tylko wspólnie z przemysłem ustalona ścieżka działania instytucji finansowych może doprowadzić do najszybszych i najkorzystniejszych ekonomicznie efektów w postaci dekarbonizacji polskiej energetyki.
- Z uwagi na okres spowolnienia gospodarczego, dużą liczbę projektów inwestycyjnych w toku (istniejące plany, studia wykonalności, uzyskane warunki przyłączenia do sieci) i rysujące się w krótkim okresie niepewności regulacyjne na rynku OZE do czasu: a) pełnego wdrożenia dyrektywy o OZE – najwcześniej w 2021 roku, b) uruchomienia środków z funduszy UE – najwcześniej w 2021 roku, rekomenduje się jak najszybsze uruchomienie PFR Green Hub – z początkiem 2021 roku.







