

FINANSOWANIE PROJEKTÓW OZE Z ZAKRESU ELEKTROENERGETYKI

SYGN. WIB PAB 22/2020



Raport przygotowany na zlecenie Fundacji
Warszawski Instytut Bankowości

Warszawa, 10.10.2020 r.

WIB

PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

O Raporcie

Raport **Finansowanie projektów OZE z zakresu elektroenergetyki** został opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego Fundacji Warszawski Instytut Bankowości.

Autorzy:

Raport przygotowany przez zespół w składzie:

Grzegorz Wiśniewski (koordynator raportu)

Dorota Gręda

Klaudia Kania

Agnieszka Skomorowska

Katarzyna Michałowska-Knap

Agata Walczak



O Programie

Program Analityczno-Badawczy przy Fundacji WIB powstał w 2019 roku jako odpowiedź na potrzeby sektora bankowego w zakresie analizy zjawisk, tworzenia opracowań i porządkowania wiedzy w obszarach cyberbezpieczeństwa i nowych technologii, a także szeroko rozumianego otoczenia sektora bankowego, kształtującego warunki działania banków w Polsce. Prace analityczno-badawcze w ramach programu realizowane są pod kątem możliwości praktycznego wykorzystania ich wyników w celu rozwoju sektora bankowego, podnoszenia poziomu bezpieczeństwa usług oraz kreowania wartości dla klientów bankowości. PAB WIB kładzie duży nacisk na rozwój współpracy ze środowiskami akademickimi i eksperckimi, poszukując synergii w zakresie zainteresowań badawczych autorów oraz potrzeb rozwojowych sektora bankowego.

W ramach programu realizowane są analizy i badania w następujących obszarach:

-  **Nowe technologie i cyberbezpieczeństwo**
-  **Zdolność banków do finansowania gospodarki**
-  **Bankowość spółdzielcza**
-  **Rynek nieruchomości**
-  **Zielony ład i finansowanie energetyki odnawialnej**
-  **Finansowanie projektów innowacyjnych**

Więcej na temat działalności programu na stronie www.pab.wib.org.pl

Kontakt:

dr Andrzej Banasiak
Koordynator Programu
m: 696 405 104
e: abanasiak@wib.org.pl

Jacek Gieorgica
m: 603 626 254
e: jgieorgica@wib.org.pl

Warszawski Instytut Bankowości
00-394 Warszawa, ul. Solec 38, lok 104
t: (22) 182 31 70
e: pab@wib.org.pl

Agnieszka Nierodka
m: 607 484 391
e: anierodka@wib.org.pl

dr Tomasz Pawlonka
m: 505 917 778
e: tpawlonka@wib.org.pl



Spis treści

	Streszczenie kierownicze	5
	ROZDZIAŁ I. Cel i zakres raportu	8
	ROZDZIAŁ II. Podstawowe trendy rozwojowe w zakresie technologii fotowoltaicznej i wiatrowej	12
	ROZDZIAŁ III. Rozwój rynku energii elektrycznej z pogodowo zależnych OZE i prognozy	17
	3.1. Rozwój odnawialnych źródeł energii elektrycznych wg oficjalnych dokumentów rządowych	18
	3.2. Rozwój rynku fotowoltaiki	20
	3.3. Prognoza mocy zainstalowanej w fotowoltaice do 2030 roku	24
	3.4. Rozwój rynku energetyki wiatrowej	26
	3.5. Scenariusze rozwoju mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej do 2030 roku i ich uwarunkowania regulacyjne	27
	ROZDZIAŁ IV. Rozwój technologii i dostaw dla OZE – analiza łańcucha dostaw (rola „local content”)	33
	4.1. Trendy na globalnym i europejskim rynku dostaw technologii dla fotowoltaiki	34
	4.2. Analiza łańcucha dostaw, rynku komponentów oraz usług towarzyszących dla obydwu technologii (rola „local content”)	36
	4.3. Trendy na globalnym i europejskim rynku dostaw technologii dla energetyki wiatrowej – analiza łańcucha dostaw	37
	ROZDZIAŁ V. Analizy ekonomiczne dla energetyki wiatrowej i słonecznej w różnych wariantach ich stosowania	43
	5.1. Fotowoltaiczna mikroinstalacja domowa	44
	5.2. Fotowoltaiczna mikroinstalacja u prosumenta biznesowego	45
	5.3. Farma PV o mocy 1 MW	47
	5.4. Ekonomia farmy wiatrowej	49
	ROZDZIAŁ VI. Procedury i cykle inwestycyjne w aktualnie realizowanych projektach elektroenergetycznych OZE	52
	6.1. Harmonogram realizacji farmy fotowoltaicznej	53
	6.2. Harmonogram realizacji farmy wiatrowej	54
	ROZDZIAŁ VII. Identyfikacja istniejących projektów farm fotowoltaicznych i wiatrowych do realizacji na zasadach rynkowych lub w systemie aukcyjnym	57
	ROZDZIAŁ VIII. Identyfikacja inwestycji na rynku urządzeń i komponentów dla OZE na przykładzie fotowoltaiki	62
	8.1. Plany produkcyjne i możliwe projekty inwestycyjne w przemyśle fotowoltaicznym	63
	8.2. Studium przypadku – inwestycja w fabrykę ogniw fotowoltaicznych	66
	ROZDZIAŁ IX. Ocena nakładów inwestycyjnych na rozwój OZE do wytwarzania energii elektrycznej do 2030 roku	69
	ROZDZIAŁ X. Wnioski i rekomendacje dotyczące istniejących rozwiązań w zakresie identyfikacji, finansowania i realizacji projektów OZE w obszarze elektroenergetyki	72



Streszczenie kierownicze

Po okresie 3-letniego zastoju inwestycyjnego w elektroenergetyce, od 2019 roku Polska zaczęła intensywniej rozwijać fotowoltaikę, w szczególności poprzez wsparcie dla prosumentów, a w dalszej kolejności – wsparcie dla farm fotowoltaicznych w systemie aukcyjnym. System aukcyjny umożliwił też uruchomienie wcześniej rozwiniętych projektów w energetyce wiatrowej – najtańszej technologii energetycznej, która ma największy wpływ na realizację zobowiązań w zakresie udziałów OZE. Ale działania te, przy stagnacji rozwoju innych OZE (droższych i o niższym potencjale), były spóźnione i niewystarczające, aby już w 2020 roku zwiększyć udziały energii z OZE do poziomów wymaganych przez UE i znacząco obniżyć koszty energii oraz emisję.

Na przełomie lat 2019/2020 polska polityka energetyczna, a także strategię kolejnych spółek energetycznych będących w zasobie Skarbu Państwa, zaczęły uwzględniać konieczność „zielonego zwrotu”, ale pandemia COVID-19 i nierozwiązane problemy transformacji sektora węglowego opóźniły wdrażanie do polskiego prawa przepisów nowego pakietu klimatyczno-energetycznego (Pakiet Zimowy) i dostosowanie się do wymogów Zielonego Ładu. W nietypowej sytuacji znalazł się sektor finansowy, w którym już obowiązują unijne wytyczne związane z zielonym finansowaniem, zieloną taksonomią (tu już konkretne przepisy zaczną obowiązywać od stycznia 2021 roku) i dążeniem do neutralności klimatycznej, a sektorem energetycznym, który w kraju w dalszym ciągu w znacznej mierze działa w oparciu o dotychczasowe regulacje (brak pełnego wdrożenia Pakietu Zimowego, w tym np. dyrektywy o OZE).

Przeprowadzona analiza potwierdziła olbrzymi potencjał inwestycyjny w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE, a w szczególności w energetyce słonecznej i wiatrowej, który jest realizowany w praktyce w systemie aukcyjnym w oparciu o efekty developmentu farm wiatrowych z lat 2010-2018 oraz o bieżące efekty developmentu farm fotowoltaicznych.

Pandemia COVID-19 nie spowolniła rozwoju inwestycji prosumenckich i nie zatrzymała procesów deweloperskich w fotowoltaice, a zapowiedź wydłużenia systemu aukcyjnego do 2026 roku nawet je wzmocniła.

Jednocześnie pandemia COVID-19 wprowadziła niepewność w prognozach cen energii elektrycznej, przez co większego znaczenia dla podtrzymania i dalszego pobudzania procesów deweloperskich nabrały instrumenty wsparcia takie jak aukcje na energię z OZE, przy jednoczesnym odsunięciu w czasie (o co najmniej 1-2 lata) wdrożenia na szerszą skalę realizacji inwestycji w OZE w oparciu mechanizmy rynkowe, w tym umowy PPA.

W UE od 2017 roku nastąpiło wyraźne przyspieszenie odchodzenia w elektroenergetyce od paliw kopalnych (a w szczególności węgla) na rzecz OZE (a w szczególności energetyki słonecznej i wiatrowej). Na koniec 2019 roku po raz pierwszy OZE wyprodukowały więcej energii (40%) niż paliwa kopalne (35%). Udziały energii elektrycznej z najszybciej rozwijających się źródeł – PV i wiatru – przekroczyły 20% (22% w I kw. 2020 roku), a udziały energii z węgla spadły do niemal 10%. Pandemia COVID-19 w kolejnych miesiącach III kw. 2020 roku przyspieszyła ww. trendy. Analiza produkcji energii ze źródeł pogodowo zależnych potwierdza, że jednoczesny rozwój energetyki słonecznej i wiatrowej „wygładza” profile produkcji energii z OZE.

Kolejne projekty polityki energetycznej (PEP'2040) oraz Krajowego planu na rzecz energii i klimatu (KPEiK'2030) podwyższają prognozy udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej (z 30 do 40% w 2030 roku), ale nie w pełni uwzględniają obecne trendy, w tym:

- szybki wzrost udziałów energii słonecznej w latach 2019-2020 (punkt wyjścia do prognoz), spadek kosztów,
- wzrost wydajności technologii zeroemisyjnych (przy trendach wzrostu kosztów energii z paliw kopalnych),
- przyjazne otoczenie, jakie stwarza Europejski Zielony Ład.

Można założyć, że kolejne oficjalne prognozy wkrótce będą musiały być zrewidowane (podwyższone).

Obecnie przewidywana moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych w 2030 roku jest



oceniana przez rząd na 7 GW. Wyniki analiz IEO prowadzą do wniosku, że będzie podwyższona do 13 GW (wniosek z analiz efektów obecnych systemów wsparcia, zapowiedzi przedłużenia ich stosowania oraz trendów).

W przypadku energetyki wiatrowej możliwe są co najmniej cztery scenariusze wzrostu mocy zainstalowanej do 2030 roku w stosunku do 6 GW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych obecnie. Scenariusz bazowy (stan obecny plus „4GW”) oraz trzy scenariusze zakładają wzrost mocy zainstalowanej do 2030 roku o odpowiednio: „6 GW”, „11 GW” i „12,5 GW” (czyli w tym przypadku 18,5 GW w 2030 roku). Analiza różnic pomiędzy scenariuszami „6 GW”, „11 GW” i „12,2 GW” wskazuje na możliwe oszczędności (zmniejszenie cen energii w stosunku do scenariusza bazowego) nawet do 30 zł/MWh w 2030 roku.

Szybki wzrost rynków wytwarzania energii słonecznej i wiatrowej powinien pociągać za sobą wzrost liczby firm w łańcuchu dostaw tych technologii w segmencie produkcji urządzeń. Z uwagi na wcześniejszy etap rozwoju fotowoltaiki (niż energetyki wiatrowej) w najbliższej dekadzie należy oczekiwać szybszego spadku kosztów i poprawy sprawności w technologii ogniw i modułów fotowoltaicznych niż w technologii elektrowni wiatrowych. Oczekuje się, że efektywność komercyjnego modułu PV wzrośnie z już historycznych 16% w 2010 r. do 24% w 2025 i 25% w 2030 r., a koszty elektrowni fotowoltaicznych sumarycznie do 2030 roku spadną o niemal 40% (w stosunku do 2019 roku). Przyjazne i przewidywalne otoczenie polityczne i regulacyjne dla fotowoltaiki zwiększy liczbę firm przemysłowych zajmujących się koprodukcją energii, a w szczególności modułów i ogniw PV, co zmniejszy zależność technologiczną od Chin (skąd pochodzi obecnie ponad 80% importu dla fotowoltaiki).

W przypadku produkcji urządzeń dla energetyki wiatrowej, z uwagi na większą niepewność co do krajowego rynku i fakt, że importowane urządzenia i komponenty pochodzą zasadniczo z UE (bardziej wiarygodne źródło dostaw i silne powiązania kooperacyjne) nie należy spodziewać się znaczącego wzrostu liczby krajowych firm produkcyjnych. Polska na tle UE zaznacza się produkcją i dostawami skrzydeł do wirników, wież, gondol oraz akcesoriów elektrycznych. O dalszej skali inwestycji w produkcję urządzeń dla energetyki wiatrowej zdecyduje wielkość krajowego i unijnego rynku dla lądowych farm wiatrowych oraz sposób uwzględnienia „local content” w programie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Analizy ekonomiczne dla inwestycji w fotowoltaikę prowadzą do wniosku, że w segmencie prosumenckim

wyniki dla prosumenta biznesowego funkcjonującego w systemie opustów są gorsze niż w przypadku prosumenta indywidualnego. Przyczyną jest możliwość skorzystania przez prosumenta indywidualnego z systemu dotacji i z ulgi w PIT (tym faktem można też tłumaczyć niższe od oczekiwanego tempo wzrostu rynku w segmencie „fotowoltaika prosumencka dla firm”). System aukcyjny dla farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW, nawet przy uwzględnieniu wzrostu cen energii (TGeBase) w ciągu najbliższych 15 lat, daje lepsze wyniki niż jej realizacja w oparciu o przychody z umów PPA.

W przypadku inwestycji w farmę wiatrową w systemie aukcyjnym (cena poaukcyjna 250 zł/MWh), z pozwoleniem budowlanym i technologią z 2016 roku oraz z finansowaniem bankowym, wyniki są gorsze niż przy sprzedaży energii w ramach umowy PPA. Na takie wyniki wpływają m.in. nieoptymalne rozwiązania elektrowni wiatrowych starego typu (tylko takie rozwiązania sprzed 2016 roku dopuszcza obecnie ustawa „10H” o inwestycjach w elektrownie wiatrowe, przez co współczynniki wykorzystania mocy są obecnie na poziomie 26% zamiast 30%) i stosunkowo niskie ceny referencyjne dla tego typu inwestycji w 2020 roku. Ograniczeniem dla dalszego udziału energetyki wiatrowej w systemie aukcyjnym w kolejnych latach będzie brak nowych, gotowych do realizacji projektów, co spowoduje tzw. lukę inwestycyjną przynajmniej do 2025 roku.

Na polskim rynku pozostało jeszcze 1,4 GW projektów wiatrowych z ważnym pozwoleniem budowlanym, uzyskanym przed wejściem w życie w 2016 roku ustawy „10H”. Tegoroczne aukcje to „ostatni dzwonek” dla tych projektów na uzyskanie wsparcia finansowego i na dokończenie procesu inwestycyjnego w ramach aukcji. Obecnie 3,2 GW projektów wiatrowych jest jeszcze gotowych do rozwoju po zaopiniowaniu przez rząd poluzowaniu „10H”. Jednak przewidywane przez ministerstwo ds. budownictwa w założeniach do zmian w ustawie „10H” długie cykle inwestycyjne, związane w szczególności z czasem niezbędnym na zmiany w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego MPZP w projektowanych nowych wymogach prawnych (m.in. wydłużone okresy na konsultacje społeczne) mogą utrudnić wykorzystanie tego potencjału inwestycyjnego i osłabić zaangażowanie deweloperów w rozwój nowych projektów typu „green field”.

Aktualnie na polskim rynku PV rozwijanych jest ponad 4,6 GW projektów fotowoltaicznych. Projekty te są na różnym etapie zaawansowania – część ma jedynie wydane warunki przyłączenia, prawie 2,3 GW projektów PV ma już zawarte umowy o przyłączenie do sieci. Tylko w I półroczu br. pozwolenia budowlane



uzyskały projekty fotowoltaiczne o mocy 620 MW (ponad 100 MW/miesiąc), co świadczy zarówno o wysokiej i nieustanniej aktywności deweloperów, jak i dużej konkurencji projektów, które w listopadzie przystąpią do tegorocznej aukcji.

W oparciu o rynek krajowy polskie firmy rozwijają zdolności produkcyjne w zakresie produkcji urządzeń i komponentów elektrowni fotowoltaicznych, takich jak moduły fotowoltaiczne, konstrukcje wsporcze, baterie, akcesoria elektryczne i elektrotechniczne. Przygotowywana jest inwestycja w pierwszą w Polsce fabrykę ogniw fotowoltaicznych. Zidentyfikowane nakłady inwestycyjne na produkcję ogniw, modułów i komponentów fotowoltaicznych oceniono na ponad 1,4 mld zł, co stanowi 9% całkowitych nakładów na

inwestycje w wytwarzanie energii w latach 2021-2025 w systemach PV.

Łączne nakłady na energetykę odnawialną w latach 2020-2030 wyniosą ponad 116 mld zł, w tym ponad 100 mln zł (86%) to inwestycje w źródła pogodowo-zależne i zeroemisyjne (energia słoneczna i energia wiatrowa). W szczególności 35% ogólnej kwoty stanowią morskie elektrownie wiatrowe, 23% lądowe elektrownie wiatrowe, a 28% fotowoltaika. Średnie roczne nakłady wyniosą ok. 10,5 mld zł/rok. Poluzowanie zasady „10H” może powiększyć wykazane w tabeli 21 łączne nakłady na inwestycje w OZE w wysokości 116,4 mld zł do 2030 roku o odpowiednio 24,7, 50,8 lub 56,8 mld zł, w zależności od przyjętego scenariusza.



Cel i zakres raportu





W pierwszej systemowej analizie zamówionej przez Fundację Warszawski Instytut Bankowości zakończonoj w czerwcu 2020 r. raportem „Systemowe i rynkowe uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce w ramach zgodnych z Europejskim Zielonym Ładem” uznano, że zarówno projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040), jak i Krajowy Plan działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK’2030) – oba dokumenty z 2019 roku – nie w pełni odpowiadają polityce UE ukształtowanej przyjęciem przez nową Komisję Europejską, wraz z ogłoszeniem w grudniu ub. roku Zielonego Ładu, strategią rozwoju całej UE. W raporcie stwierdzono, że **w sektorze elektroenergetycznym musi nastąpić znaczące przyspieszenie inwestycji na rzecz zdecydowanego zwiększenia udziałów energii z OZE, gdyż do tej pory ten wzrost był niewystarczający**. Dlatego autorzy ww. raportu stworzyli nowy scenariusz i podnieśli cele na energię elektryczną z OZE w stosunku do ówczesnych oficjalnych dokumentów (do 40% w bilansie zużycia energii elektrycznej brutto).

Ten tok myślenia o celach OZE znalazł niedawno (8 września 2020 r.) potwierdzenie w nowej wersji projektu PEP2040. Propozycje ambitniejszego podejścia do planów rozwojowych i inwestycji w zakresie energii elektrycznej z OZE spotykały się z nowymi inicjatywami wchodzącymi w skład Zielonego Ładu. W dniu 17 września **Komisja Europejska, zgodnie z Zielonym Ładem, zaproponowała zwiększenie ambicji klimatycznych Europy do roku 2030 z 40% do 55%**¹. W efekcie, do 2030 r. udział produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w UE ma się co najmniej podwoić z dzisiejszego poziomu 32% (w Polsce ok. 16%) do około 65% lub więcej. Nie wiadomo jeszcze, na ile pierwotna propozycja dla Polski – scenariusz 40% energii elektrycznej z OZE – z pierwszego raportu – wpisze się w nowe cele klimatyczne, ale z pewnością 40% udział energii z OZE w 2030 r. to minimum, do którego należy dążyć, intensyfikując nakłady inwestycyjne i mobilizując finansowanie w tym zakresie.

¹ W dniu 8.10.2020 Parlament Europejski w głosowaniu zaapelował o ambitniejsze cele redukcji emisji do 2030. i 2040. i o neutralność klimatyczną wszystkich państw członkowskich do 2050. Posłowie podnieśli poprzeczkę jeszcze wyżej niż proponuje Komisja Europejska (55%) – **wezwali do redukcji emisji o 60% w 2030 roku**, dodając jednak, że cele narodowe powinny być zwiększane w sposób opłacalny i sprawiedliwy dla krajów. Chcą także, by po przeprowadzeniu oceny wpływu Komisja zaproponowała nowy, pośredni cel na rok 2040. Miałby on pomóc Unii utrzymać właściwy kurs w realizacji celu redukcji emisji do roku 2050. Ponadto Unia i państwa członkowskie muszą najpóźniej **do 31 grudnia 2025 r. znieść wszystkie bezpośrednie i pośrednie dopłaty do paliw kopalnych**. Więcej: <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20201002IPR88431/unijne-prawo-klimatyczne-poslowie-chca-redukcji-emisji-co2-o-60-do-2030>

Dotychczasowe analizy potwierdziły, że ogłoszenie Europejskiego Zielonego Ładu wraz z instrumentami wsparcia finansowego, powinno nie tylko zobowiązać Polskę do zdecydowanych wspólnych działań na rzecz dekarbonizacji Europy jako pierwszego kontynentu neutralnego klimatycznie do 2050 roku, ale też zachęcić poprzez instrumenty finansowe. Jednocześnie należy oczekiwać wezwania przez Komisję Europejską do zweryfikowania założeń Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu oraz rozwinienia go w stronę wyższych i bardziej zdecydowanych działań na rzecz inwestycji w odnawialne źródła. Główną rolę w „zazielenieniu” polskiego sektora energii powinny odgrywać źródła pogodowo zależne – fotowoltaika oraz energetyka wiatrowa lądowa i morska. Zgodnie z poprzednim „raportem systemowym” łączne nakłady na energetykę odnawialną w latach 2020-2030 (jeszcze przed zaostreniem unijnych celów klimatycznych) wyniosą ponad 135 mld zł, przy czym 50% tej kwoty stanowią elektrownie wiatrowe, a 28% fotowoltaika. Choć te technologie wymagają niezbędnych inwestycji infrastrukturalnych (sieci elektroenergetyczne), to w sposób jednoznaczny powodują obniżanie cen energii (szczególnie farmy wiatrowe) oraz zapewniają niezależność energetyczną i generują miejsca pracy w kraju, co przyczynia się do rozwoju gospodarczego.

Wobec spodziewanej w latach 2024-2026 (spowodowanej zatrzymaniem, w efekcie uchwalenia w 2016 roku ustawy odległościowej, procesów deweloperskich) luki inwestycyjnej na rynku farm wiatrowych, znaczący wydaje się intensywny rozwój sektora fotowoltaiki o krótkich cyklach inwestycyjnych. Ten trend w szybki sposób może spowodować powrót Polski na ścieżkę realizacji podwyższonego celu OZE na 2030 rok. W analizach trzeba jednak uwzględnić aktualne rządowe plany poluzowania zasady „10H”, co odmrozi akcję deweloperską w zakresie przygotowywania do budowy nowych farm wiatrowych (szybkość odmrożenia procesów deweloperskich będzie jednak zależała od ostatecznego kształtu nowelizacji przepisów).

Raport systemowy nie pokazywał szczegółowych trendów, uwarunkowań realizacji poszczególnych typów projektów inwestycyjnych. Dlatego w niniejszym raporcie pogłębiono analizę praktyki inwestycyjnej w różnych obszarach rynku.

Celem niniejszego raportu jest pokazanie potencjału inwestycyjnego i uwarunkowań politycznych, regulacyjnych i rynkowych jego realizacji do 2030 roku w kluczowych segmentach rynku zielonej energii elektrycznej oraz przemysłu zielonych technologii. W szczególności wprowadzona została segmentacja rynku z uwzględnieniem:



- mocy zainstalowanej (wielkości instalacji: mikroinstalacje do 50 kW, małe instalacje do 500 kW, średnie instalacje powyżej 500 kW, małe farmy słoneczne do 1 MW, duże farmy słoneczne i wiatrowe powyżej 1 MW),
- systemu wsparcia i formuły sprzedaży energii (rozliczenie netto, aukcje – stała cena, PPA, inne modele biznesowe oparte na rynku energii),
- inwestycji w nowe elektrownie wiatrowe (po poluzowaniu zasad „10H”) i projekty wiatrowe realizowane w oparciu o koncepcje i technologie dostępne przed 2016 rokiem,
- porównawczych analiz opłacalności ekonomicznej poszczególnych rodzajów inwestycji,
- możliwości inwestycyjnych w zakresie krajowej produkcji urządzeń dla zielonej elektroenergetyki (uwzględnienie tzw. „local content”),
- zaktualizowanej skali nakładów inwestycyjnych na OZE do wytwarzania energii elektrycznej do 2030 roku, które mogą być przedmiotem zaangażowania sektora bankowego.

Koncepcję segmentacji rynku energii elektrycznej z OZE, z uwagi na system regulacji i wielkość inwestycji, przedstawiono na schemacie poniżej. W raporcie, w sposób szczególny, skupiono się na tych segmentach rynku, które:

- wnoszą największy wkład w realizację krajowych zobowiązań do 2030 roku w zakresie udziałów energii z OZE w bilansie zużycia energii elektrycznej w Polsce (element celu ogólnego, z którego Polska będzie się rozliczała w nadchodzącej dekadzie w latach

„kontrolnych”, którymi wg nowej dyrektywy o OZE są 2022, 2025, 2027, 2030),

- służą obniżeniu kosztów energii elektrycznej w hurcie i kosztów zaopatrzenia w energię gospodarstw domowych i przemysłu,
- mają stosunkowo krótkie cykle inwestycyjne i w sposób najbardziej efektywny służą realizacji zobowiązań związanych z redukcją emisji CO₂ (technologie zeroemisyjne).

Przy takich założeniach wiodącymi segmentami rynku są farmy wiatrowe i fotowoltaiczne realizowane obecnie w systemie aukcyjnym oraz prosumenci wspierani programem „Mój prąd”. Z pewnością ww. instrumenty (aukcje, Program „Mój prąd”, a w dalszej kolejności fundusze UE) odegrają kluczową rolę w realizacji inwestycji OZE do połowy nadchodzącej dekady (szczególnie atrakcyjne segmenty rynku wyróżniono na schemacie kolorową obwolutą).

Jednocześnie autorzy stawiają tezę, że w dobie Europejskiego Zielonego Ładu problemem zielonej transformacji energetycznej w Polsce nie jest brak środków publicznych na inwestycje w wywarzanie energii elektrycznej z OZE. W szczególności chodzi o pokaźne środki zarówno z budżetu UE 2021-2027, z Funduszu Odbudowy czy Funduszu Sprawiedliwej Transformacji (tym kwestiom poświęcono więcej uwagi w pierwszym, systemowym raporcie) i inne mechanizmy wbudowane w Zielony Ład². Problemem dla Polski, w szczególności dla aktywnego zaangażowania sektora finansowego w finansowanie OZE, jest brak dobrych, rozwiniętych projektów inwestycyjnych i brak wiedzy o inwestowaniu w nowe technologie zeroemisyjne. Dlatego problemom identyfikacji projektów inwestycyjnych poświęcono szczególną uwagę w niniejszym raporcie.

² Oprócz instrumentów oferowanych przez Europejski Bank Inwestycyjny, który w szczególności stosować będzie zasady zielonej taksonomii, nowy instrument w ramach rozporządzenia (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną uzyskała Komisja Europejska, co zostało potwierdzone w efekcie ROZPORZĄDZENIA WYKONAWCZEGO KOMISJI (UEJ) 2020/1294 z dnia 15 września 2020 r. w sprawie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych. Rozporządzenie tworzy mechanizm finansowania inwestycji OZE ze środków krajów, które nie realizują swoich celów OZE.

**Tabela 1.** Zestawienie systemów wsparcia dla instalacji o różnych mocach.

progi mocy wg ustawowego systemu wsparcia	podmioty niebędące firmą		firmy		
	wyłącznie osoba fizyczna (<10 kW)	osoba fizyczna, NGO, samorząd	prosument (>10 kW wg ustawy OZE)	prosument biznesowy, autoproducent (wg dyrektywy UE)	duży wytwórca
≤50 kW (mikroinstalacje)	opust na rzecz spółki obrotu (potrącenie 20% wyprodukowanej energii) z dotacją „Mój prąd» (ew. magazyny energii)	opust na rzecz spółki obrotu (potrącenie minimum 20% wyprodukowanej energii)	opust na rzecz spółki obrotu (potrącenie 30% wyprodukowanej energii)	sprzedaż nadwyżki po 100% średniej ceny hurtowej z ub. kwartału (bez potrącenia na rzecz spółki obrotu)	
>50 ≤500 kW (mała instalacja wg polskiego prawa)				sprzedaż nadwyżek energii na zasadach rynkowych – ceny negocjowane, ew. magazyny ciepła	sprzedaż całości energii na zasadach rynkowych – ceny negocjowane
≤1 MW (mała instalacja wg wytycznych UE)				sprzedaż nadwyżek energii na zasadach rynkowych – ceny negocjowane, ew. magazyny ciepła	aukcje – koszyk do 1 MW, sprzedaż całości energii wg TGEBase
>1 MW (duża instalacja)				sprzedaż całości energii lub nadwyżek na zasadach rynkowych – ceny negocjowane	aukcje – koszyk ≥1 MW – sprzedaż całości wg TGEBase PPA – sprzedaż całości lub części energii odbiorcy PPP lub sprzedaż nadwyżek po cenach rynkowych

Warto podkreślić, że skorzystanie z mechanizmów wprowadzanych przez „Nowy Zielony Ład” wymagać będzie współpracy inwestorów i sektora finansowego,

myślenia systemowego i strategicznego, opartego na solidnych podstawach ekonomicznych i tym celom ma służyć niniejszy raport.



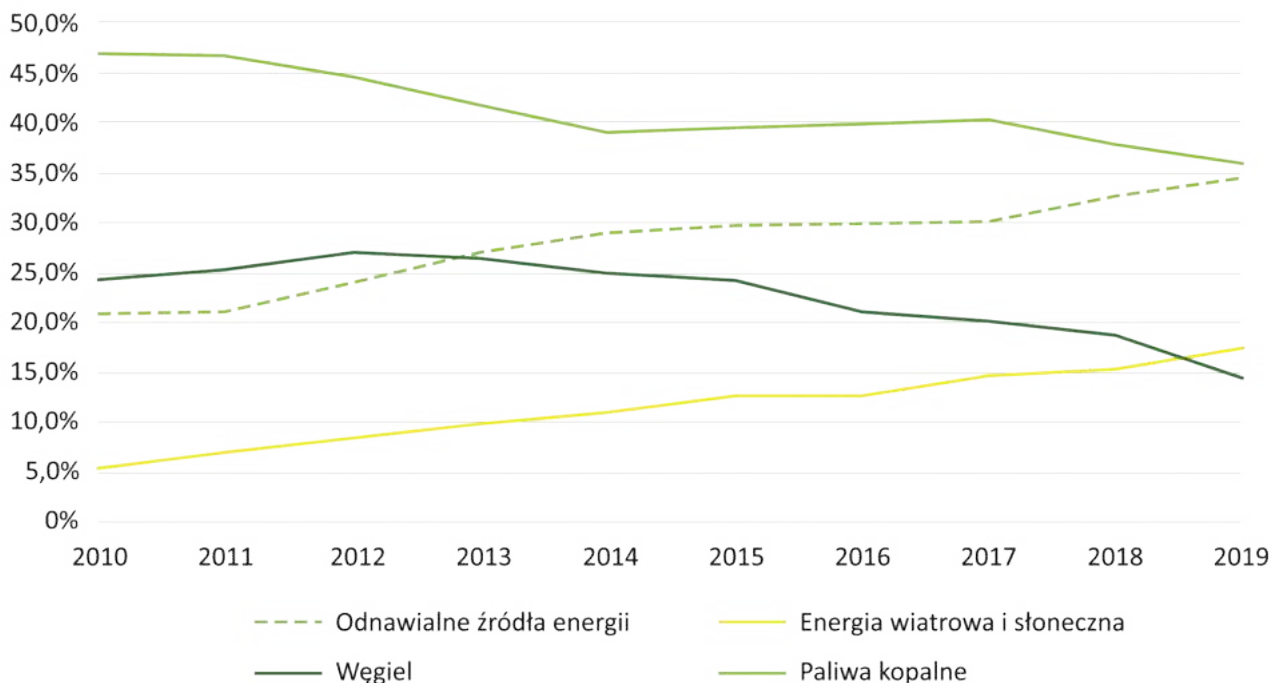
Podstawowe trendy rozwojowe w zakresie technologii fotowoltaicznej i wiatrowej





Trwałym trendem w energetyce UE-27, który uległ jeszcze dodatkowemu wzmocnieniu w bieżącym roku w wyniku pandemii COVID-19 oraz dzięki polityce Zielonego Ładu są (rysunek 1.):

- spadek produkcji energii z paliw kopalnych, w szczególności z węgla;
- wzrost produkcji i zużycia energii z OZE, w szczególności z energii słońca i wiatru.



Rysunek 1. Aktualne trendy technologiczne w elektroenergetyce UE.

Źródło Ember, oprac. IEO

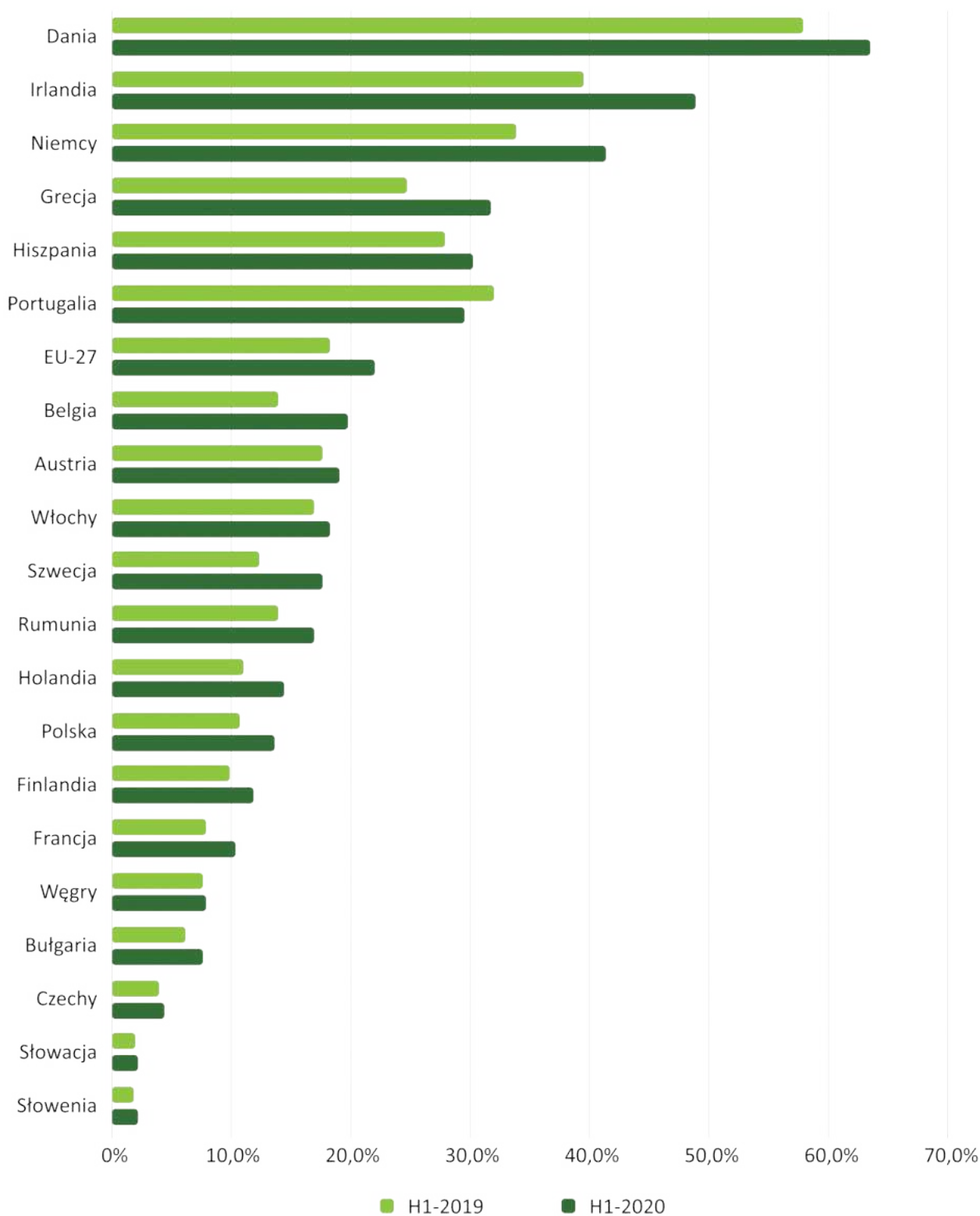
Szukając odniesień do Polski, warto zauważyć, że już krajowa „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej” z 2000 roku zakładała niewiele więcej od 10,5% udziału energii elektrycznej z OZE w sprzedaży energii w 2010 roku, mającego nastąpić w efekcie implementacji dyrektywy z 2001 roku w sprawie wspierania produkcji energii elektrycznej wytwarzanej z OZE. Przez dekadę Polska podniosła udziały energii elektrycznej uzyskiwanej z OZE zaledwie o 5% (12,4 – 7,5), podczas gdy UE (startując 10 lat temu z wyższego poziomu) o 14% (34% w 2019 roku minus 20% w 2010 roku). Można postawić tezę, że w zakresie wzrostu udziałów energii z OZE Polska, wydając corocznie 50 mld zł na produkcję energii, nie w pełni wykorzystwała kończącą się dekadę i wobec błędów w polityce inwestycyjnej (przejadane nadwyżki) tracimy dystans do tzw. głównego nurtu unijnego i globalnego. Także ostatnie 5 lat (od kiedy było wiadomo, że schodzimy ze ścieżki wyznaczonej przez UE) trudno było uznać za przełomowe dla rozwoju OZE, poza fotowoltaiką i efektami systemu aukcyjnego. Po 3 latach zastoju (2015-2018), ostatnie 2 lata w Polskiej elektroenergetyce to rozwój zeroemisyjnych OZE prosumenckich i OZE w systemie aukcyjnym, a przede wszystkim – spektakularny rozwój fotowoltaiki z przyrostami

mocy rzędu 1 GW i rocznymi nakładami inwestycyjnymi rzędu 4 mld zł w 2019 roku i przewidywanymi 5 mld zł w 2020 roku.

Znamiennym trendem w UE jest wzrost udziałów źródeł zeroemisyjnych – energii słońca i wiatru – dotyczący wszystkich krajów UE i widoczny także w Polsce (rysunek 2.).

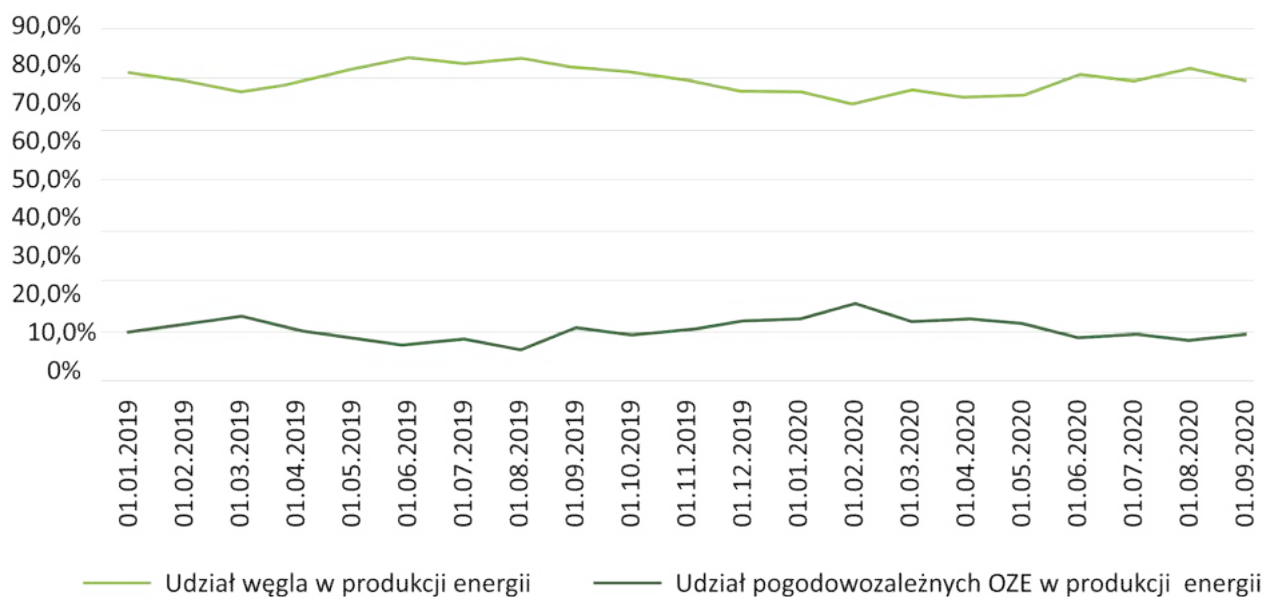
Udziały energii ze źródeł pogodowozależnych w generacji energii w UE wynoszą ponad 22%, w tym w Danii – 64%, w Niemczech – 42%, w Grecji, Hiszpanii i Portugalii – ponad 30%. Warto też zwrócić uwagę na fakt, że w Polsce udział w generacji energii elektrycznej z tych źródeł pozostaje na stosunkowo niskim poziomie, rzędu 10%, co oznacza, że istnieje znacząca przestrzeń do rozwoju i wzrostu znaczenia źródeł zeroemisyjnych w polskim systemie energetycznym.

Choć udział źródeł pogodowozależnych w całkowitej generacji energii z samych OZE jest wysoki (tylko te źródła się rozwijają), to w systemie dominuje nadal generacja oparta na paliwach kopalnych. Udział energetyki węglowej w KSE w ciągu ostatnich 12 miesięcy wynosił 81,5%. Dane ENTSO-E (miesiącu po miesiącu)



Rysunek 2. Udział źródeł zeroemisyjnych (wiatr i słońce) w elektroenergetyce UE w pierwszej połowie roku 2019 i 2020 (odpowiednio H1-2019 i H1-2020).

Źródło Ember, oprac. IEO



Rysunek 3. Udziały energii z pogodowozależnych OZE i ze źródeł węglowych w Polsce w KSE.

Źródło: ENTSO-E oprac. IE0

wskazują na możliwą przyczynę blokady rozwoju OZE w Polsce, pomimo tego, że od początku 2019 roku procesy deweloperskie i inwestycje w OZE, w szczególności fotowoltaiczne, a ostatnio także wiatrowe realizowane w ramach systemu aukcyjnego powoli przyspieszają. Poniższy rysunek 3. ilustruje możliwe przyczyny problemu.

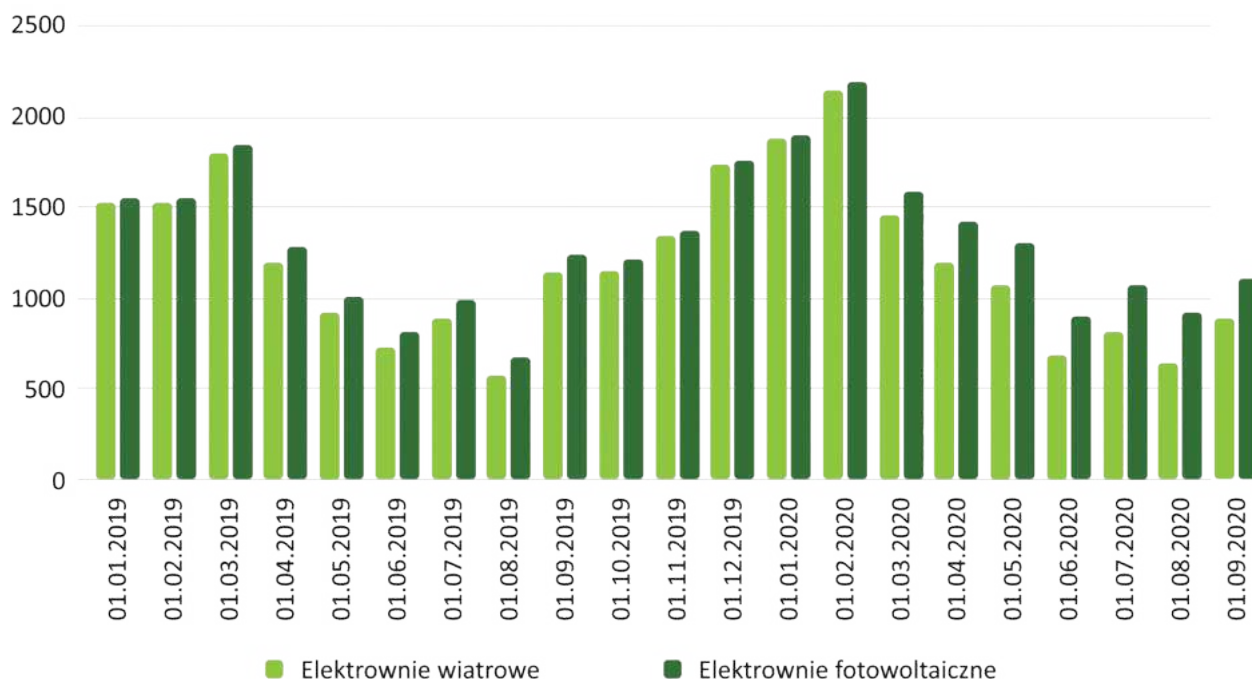
Problemem jest silna ujemna korelacja pomiędzy wzrostem produkcji energii z pogodowozależnych OZE a produkcją energii z węgla. Wyraża ją współczynnik korelacji liniowej Pearsona, który przyjmuje wartości z przedziału $[-1;1]$. Im jest bliższy „-1», tym bardziej wzrost wartości pierwszej cechy (udział OZE) powoduje spadek wartości drugiej (udział węgla w generacji), czyli jest to związek odwrotnie proporcjonalny. Przyjmuje się, że siła związku korelacyjnego jest bardzo silna, jeżeli współczynnik korelacji liniowej Pearsona wynosi 0,9-1,0. Dane zilustrowane na powyższym wykresie dają współczynnik korelacji równy -0,93 (za lata 2019-2020) oraz -0,95 (za ostatnie 12 miesięcy). Przy obecnych niskich udziałach OZE nie chodzi zatem o podnoszony od lat problem związany z bilansowaniem tanich źródeł pogodowozależnych OZE, ale raczej o perspektywę utraty przychodów spółek węglowych (nie jest to bynajmniej odkrycie, tylko próba zwymiarowania skali problemu).

Z analizy danych ENTSO-E można też wyczytać, że „najgroźniejsza” dla energetyki węglowej, a w szczególności opartej na węglu brunatnym, jest energetyka wiatrowa (co pośrednio uzasadnia retorsje prawne

w nią wymierzone). Mniej groźna pod względem „missing money” jest fotowoltaika – lekko dodatni współczynnik korelacji w odniesieniu do energii z węgla (choć lekko ujemny w przypadku węgla kamiennego) – co może tłumaczyć większe „przyzwolenie” na rozwój PV ze strony monopolu.

Warto przyrzeć się bliżej problemom bilansowania źródeł pogodowozależnych w sytuacji, gdy dotychczasowej stagnacji rozwoju energetyki wiatrowej (efekty aukcji na energię z wiatru będą wyraźniej widoczne dopiero w przyszłym roku) towarzyszy „boom” w rozwoju generacji fotowoltaicznej – por. rysunek 4.

Rysunek ilustruje, jak rozwój PV „wygładza” miesięczne profile generacji energii ze źródeł pogodowozależnych (możliwość łagodzenia problemów z bilansowaniem źródeł pogodowozależnych, jeżeli wiodąca, wytwórcza generacja wiatrowa jest uzupełniana słoneczną) oraz potwierdza niespotykany wzrost produkcji energii z PV – aż o 184% w okresie wrzesień 2019 do września 2020. W tym przypadku, ujemny współczynnik korelacji Pearsona (-0,64) wskazuje na silne uzupełnianie się źródeł wiatrowych i słonecznych w systemie (KSE). Przyspieszenie rozwoju energii z zeroemisyjnych OZE wydaje się kluczem do wzrostu udziałów energii z OZE w wytwarzaniu i w bilansie zużycia energii elektrycznej w Polsce. Jest to też ważny składnik realizacji kolejnych ogólnych celów nowej dyrektywy o OZE w latach kontrolnych 2022, 2025, 2027 i 2030 i konkurencyjności naszej gospodarki.



Rysunek 4. Produkcja energii z pogodowozależnych OZE (bez prosumentów) w GWh/m.

Źródło: ENTSO-E oprac. IEO

Dalsze przyspieszanie rozwoju generacji fotowoltaicznej jest nieuniknione i konieczne, ale warto pamiętać, że jej udział w krajowym zapotrzebowaniu na energię w ostatnich 12 miesiącach wyniósł zaledwie 1,1%, podczas gdy energii wiatru – 9,1%. Dlatego **realny wzrost udziałów OZE w Polsce oraz odblokowanie zielonej transformacji energetycznej i realizacja unijnych celów w latach 2025-2027 wymagają szybkiego odblokowania developmentu projektów energetyki wiatrowej.** Energetyka węglowa, także w świetle ostatniego porozumienia rządu z górnictwem związkami zawodowymi, nie skorzysta już na regulacyjnym blokowaniu OZE czy próbach skorzystania z funduszy UE na nieopłacalne inwestycje węglowe obok Zielonego Ładu (IGCC, CCS, CCU). Takie próby

otworzą tylko drzwi do napływu taniej, zielonej energii oraz tańszego węgla z zagranicy.

Wiele wskazuje na to, że epoka silnej ujemnej korelacji w sprzedaży energii z OZE i z węgla właśnie się kończy, gdyż „mniej energii z OZE” nie oznacza już „więcej energii z węgla” (a tym bardziej „z atomu”). Walka z OZE traci sens. W 2030 roku zarówno moce wiatrowe, jak i fotowoltaiczne powinny wynosić po ok. 20 GW, a ich łączny udział w bilansie zużycia energii elektrycznej powinien zbliżyć się do obecnego u naszych zachodnich sąsiadów, gdzie już pracuje ponad 50 GW mocy PV i ponad 60 GW mocy wiatrowych, pomimo tego, że dopiero w br. Niemcy podjęły decyzję o odchodzeniu od energetyki węglowej.



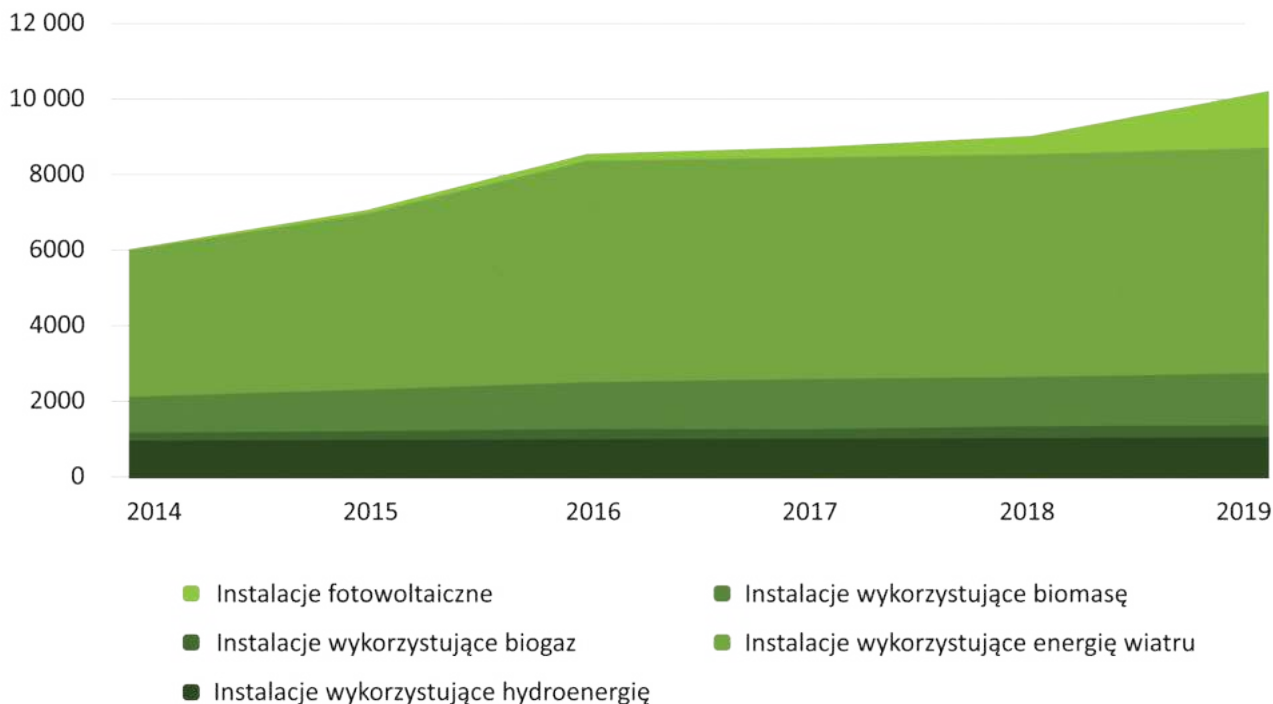
Rozwój rynku energii elektrycznej z pogodowo zależnych OZE i prognozy



3.1. Rozwój odnawialnych źródeł energii elektrycznych wg oficjalnych dokumentów rządowych

Dotychczasowy rozwój inwestycji w energetyce odnawialnej w Polsce nie był imponujący, na co wpłynęła

stagnacja w latach 2016-2018. Dopiero od 2-3 lat rynek rozwija się nieco szybciej, a głównym źródłem wzrostu sektora w latach 2017-2019 była fotowoltaika. Rysunek 5. przedstawia moce zainstalowane w instalacjach OZE do wytwarzania energii elektrycznej (stan na koniec 2019 r.).



Rysunek 5. Rozwój mocy zainstalowanych OZE w krajowym systemie energetycznym [MW].

Źródło URE, oprac. IEO

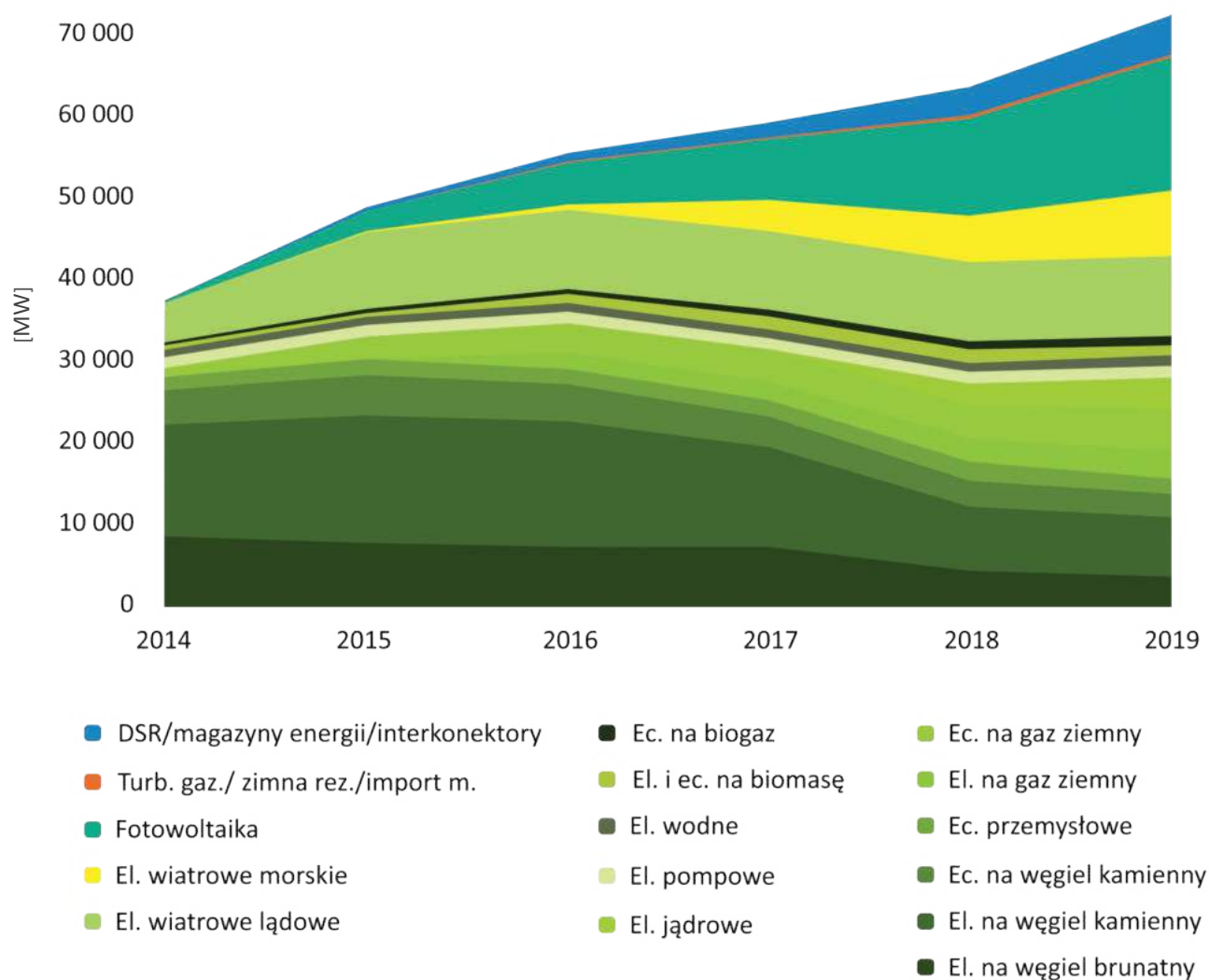
Z uwagi na proinwestycyjny charakter raportu, autorzy w analizach, co do zasady, posługują się zazwyczaj pojęciem mocy zainstalowanych (w tym ich przyrostów – nowych mocy jako miernikiem rozwoju sektora), a nie produkcją energii (o takim ujęciu jest mowa tylko w kontekście ocen możliwości spełnienia przez Polskę celów OZE).

Prognozy rozwoju OZE w Polsce nie nadążają za wymogami UE w zakresie celów klimatyczno-energetycznych i towarzyszących im celów dotyczących OZE. Projekt polityki energetycznej do 2040 roku, przygotowany przez Ministerstwo Energii jesienią 2019 roku, zapowiadał stagnację rozwoju aż do 2025 roku i potem stosunkowo niewielki wzrost do 27% w 2030 roku. W tym czasie w UE, zgodnie z „impact assessment” do nowej dyrektywy o OZE przewiduje, że udziały energii elektrycznej z OZE wyniosą minimum 43% (w praktyce ok. 51%). Natomiast plany Ministerstwa Energii sprzed roku obrazuje rysunek 6.

Ministerstwo Energii deklarowało osiągnięcie w 2030 roku jedynie 21% udziału energii elektrycznej, ciepła i biopaliw (całości energii z OZE) w finalnym zużyciu

energii brutto (zużycie razem w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe), w sytuacji, gdy ogólny cel unijny to 32%. Oznacza to dalsze pogłębienie różnic pomiędzy celem krajowym a unijnym, w stosunku do celu na rok 2020.

Najnowsza wersja projektu PEP2040 z września 2020 roku przygotowana w Ministerstwie Klimatu generalnie (dokument nie zawiera szczegółowych danych o miksie energetycznym) potwierdza tezy Ministerstwa Energii, choć dopuszcza na 2030 rok nieco niższy udział węgla (36-55%), zwiększa udział OZE z 21% do minimum 23% oraz udział energii elektrycznej z OZE z 27% do 30%, a także uwzględnia dalszy rozwój fotowoltaiki w segmencie prosumenckim (1 mln prosumentów w 2030 roku). Są to symbolicznie ważne kroki w kierunku wpisania polskiej polityki energetycznej w ramy Europejskiego Zielonego Ładu, choć nie są odpowiedzią na plany przyspieszenia w dążeniu UE do neutralności klimatycznej (zapropionowany dla całej UE wzrost celów redukcji emisji CO₂ na 2030 rok z 40% do 55% (60%) i wzrost udziałów energii elektrycznej z OZE do co najmniej 65%).



Rysunek 6. Rozwój mocy zainstalowanych wg projektu PEP'2040 autorstwa Ministerstwa Energii .

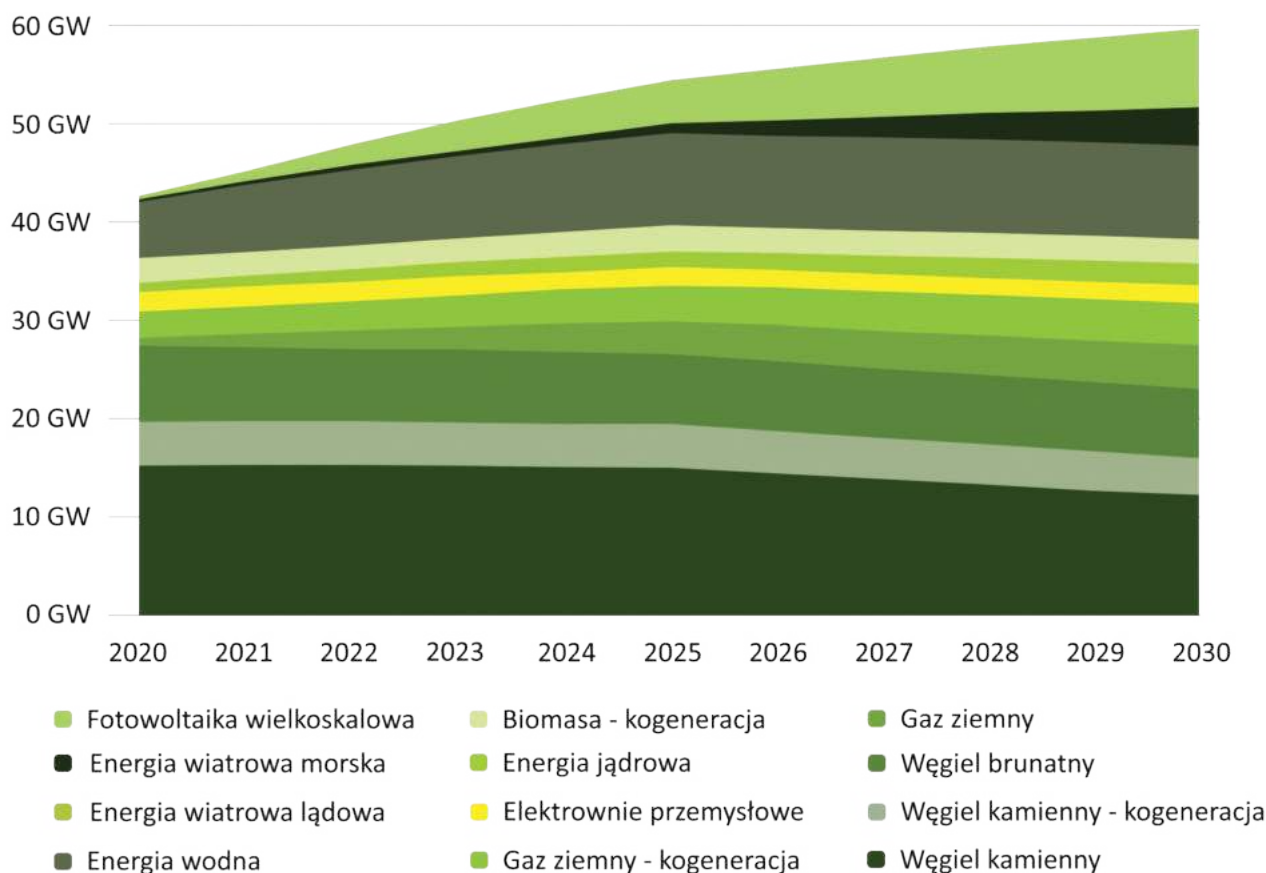
Źródło Oprac. IEO

Pozytywnym sygnałem w dokumencie Ministerstwa Energii, jeśli chodzi o rozwój OZE, były po raz pierwszy śmielsze prognozy rozwoju fotowoltaiki (ponad 7 GW mocy w 2030 roku) i morskiej energetyki wiatrowej (niemal 4 GW mocy w 2030 roku), przy całkowitej stagnacji rozwoju lądowych farm wiatrowych. Z danych Ministerstwa Energii wynikało, że udział energii ze źródeł pogodowozależnych OZE w strukturze wytwarzania energii miał wzrosnąć z 10% w 2020 roku do 25% w 2030 roku, co jest wynikiem niewystarczającym, ale wskazuje na zgodny z trendami unijnymi kierunek, w jakim pójść zmiany w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE).

W znacznym zakresie te założenia zostały potwierdzone w Krajowym Planie Działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK 2030) przygotowanym (druga wersja dokumentu) przez Ministerstwo Energii i przesłanym w grudniu 2019 roku do Komisji

Europejskiej przez Ministerstwo Aktywów Państwowych. Dokument przewiduje, że w ramach realizacji ogólnounijnego celu Polska deklaruje osiągnięcie do 2030 r. 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto, przy czym stwierdza, że realizacja celu OZE na poziomie 23% celu będzie możliwa pod warunkiem przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym na „sprawiedliwą transformację”. W zakresie energii elektrycznej z OZE KPEiK przewiduje, że do 2030 r. udział OZE w elektroenergetyce wzrośnie do ok. 32% (dokument nie uwzględnia rozwoju energetyki prosumenckiej, o czym więcej w kolejnym podrozdziale) – rysunek 7.

Należy podkreślić, że obecny projekt KPEiK nie uwzględnia szeregu wymagań postawionych 18 czerwca 2019 roku przez Komisję Europejską (zaśnienie C(2019) 4421 w sprawie polskiego KPEiK) do



Rysunek 7. Rozwój mocy zainstalowanych wg KPEiK'2030 autorstwa Ministerstwa Aktywów Państwowych.

Źródło Oprac. IEO

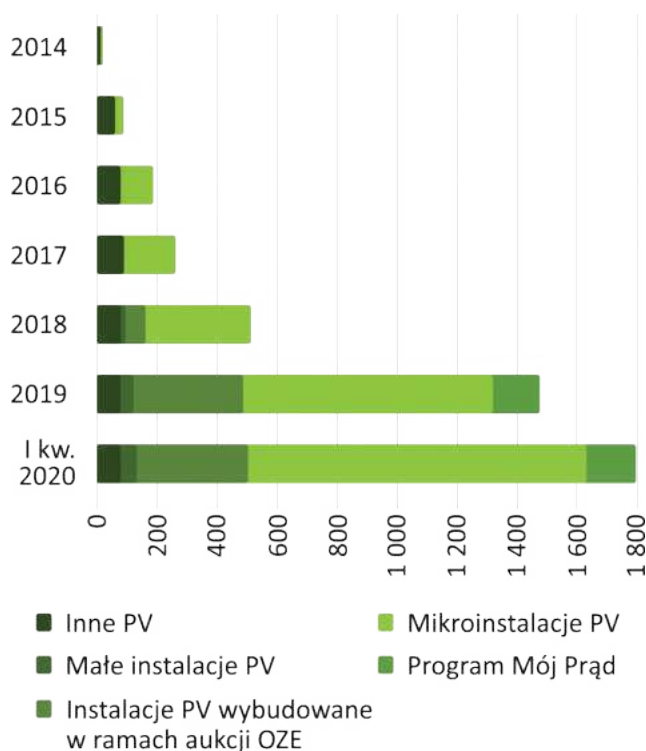
pierwszej wersji KPEiK, które dotyczą m.in. zwiększenia poziomu ambicji do 2030 z 21-23% do co najmniej 25% udziału energii ze źródeł odnawialnych (zalecenia Komisji z 2019 roku nie uwzględniają najnowszych planów unijnych zwiększania celów klimatycznych i celów OZE). Z łatwością można postawić tezę, że założenia PEP'2040 i KPEiK'2030 dotyczące udziałów OZE będą ulegały dalszemu podnoszeniu, a w szczególności przełożą się na wyższe od zaproponowanych moce zainstalowane i inwestycje w najtańsze źródła energii, jakimi są energetyka wiatrowa i fotowoltaika. Rozwojowi na rynku energii elektrycznej z OZE tych źródeł, które charakteryzują się najszybszym spadkiem kosztów i wzrostem wydajności (co niekoniecznie zostało odzwierciedlone w dokumentach rządowych) poświęcono kolejne podrozdziały.

3.2. Rozwój rynku fotowoltaiki

Rozwój fotowoltaiki w Polsce przyspieszył w ostatnich latach (wypełniając częściowo lukę związaną ze spowolnieniem tempa rozwoju energetyki wiatrowej). Wartości mocy zainstalowanej w PV zmieniają się bardzo dynamicznie. Na wykresie poniżej przedstawiono

skumulowaną moc zainstalowaną w poszczególnych latach w podziale na typy instalacji. W październiku 2019 r. łączna moc zainstalowana przekroczyła granicę 1000 MW, a tym samym fotowoltaika dołączyła do grona gigawatowych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Na koniec 2019 roku całkowita moc PV wyniosła prawie 1500 MW. Oznacza to około trzykrotny wzrost mocy w stosunku do roku 2018. Natomiast według stanu na I kw. 2020 roku, skumulowana moc zainstalowana w fotowoltaice przekroczyła 1800 MW, co przedstawiono na rysunku 8.

Mikroinstalacje stanowiły większość, bo niemal 71% łącznej mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce. Za szybkim wzrostem liczby mikroinstalacji kryje się typowa dla Polski aktywność prosumencka. Polska fotowoltaika, w przeciwieństwie do wielu krajów w Europie, ma historycznie wyjątkowo bardzo rozproszony charakter, w większości prosumencki, który wynika z zainteresowania obywateli produkcją energii we własnym zakresie i na niewielką skalę. Drugim największym sektorem rynku są farmy PV wybudowane w ramach aukcyjnego systemu wsparcia. W 2019 roku zanotowały przyrost mocy o około 300 MW. Obecnie farmy fotowoltaiczne stanowią około 20% całkowitej

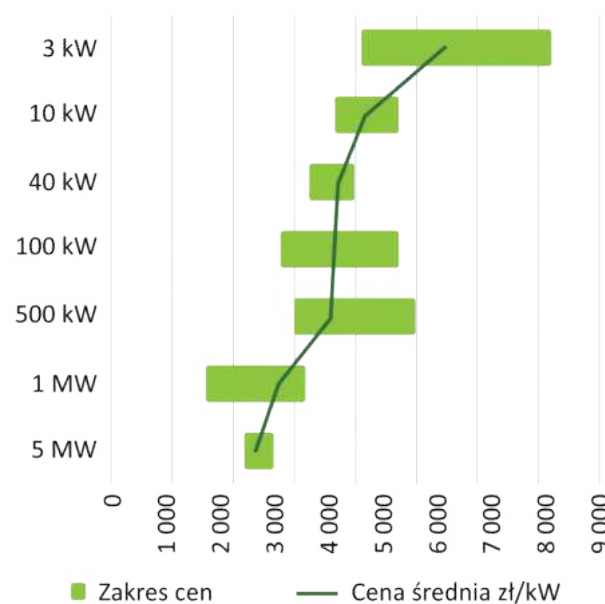


Rysunek 8. Skumulowana moc zainstalowana w fotowoltaice w Polsce [MW], stan na koniec I kw. 2020, dane: URE, OSD.
Źródło: Oprac. IEO

mocy zainstalowanej. Małe instalacje PV należące do MŚP mają niewielki udział w rynku, około 3% wszystkich instalacji PV, ale mają największy potencjał komercjalizacji bez wsparcia, które zostało skierowane na budowę mikroźródeł (dotacje dla gospodarstw domowych oraz darmowe magazynowanie w sieci) lub na system aukcyjny.

Badanie rynku fotowoltaicznego obejmowało również ceny modułów, inwerterów i całych instalacji. Ceny komponentów instalacji PV tj. modułów i inwerterów obniżają się z roku na rok. Jednak ceny kompletnych instalacji wraz z montażem są wypadkową wielu czynników. Na rysunku 9. przedstawiono jednostkowe ceny netto dla różnych zakresów mocy instalacji. Analizę sporządzono na podstawie odpowiedzi ankietowanych firm na zapytanie o cenę, jaką oferują za poszczególne wielkości instalacji.

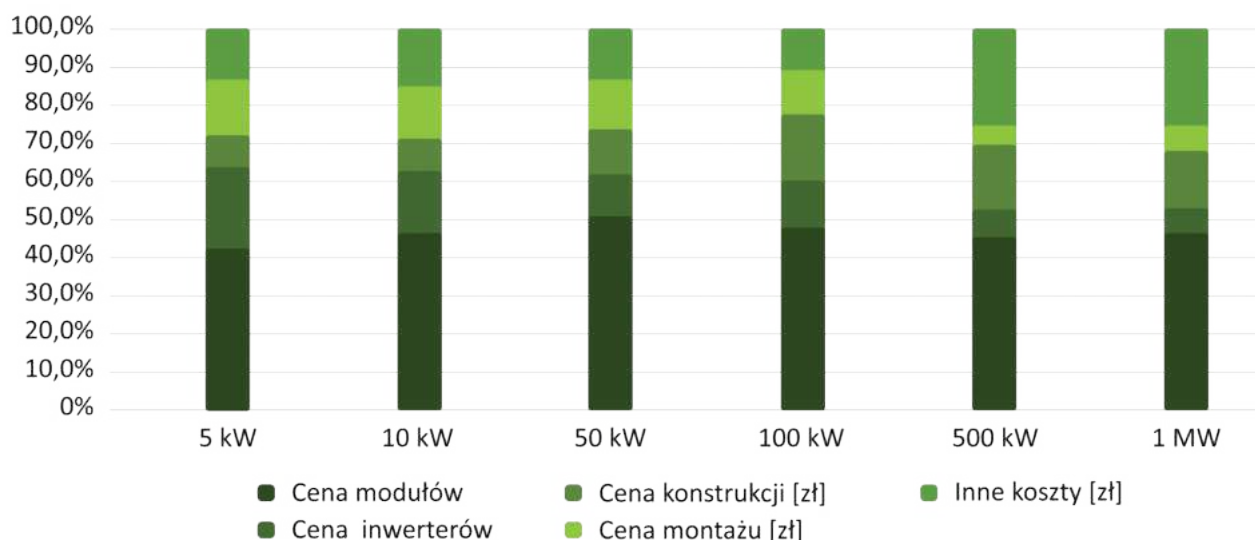
Zgodnie z danymi ankietowymi zbieranymi corocznie przez IEO od firm instalatorskich, średnia cena mikroinstalacji o mocy około 3 kW w I kw. 2020 roku wynosiła około 15,5 tys. zł, ale zakres podanych cen był szeroki. Wynika to z dużej różnorodności ofert dla tego typu instalacji ze względu na dobrane komponenty, ich jakość, technologię i producenta.



Rysunek 9. Jednostkowe ceny netto instalacji PV w zależności od mocy instalacji.
Źródło: Oprac. IEO na podstawie badania rynku PV

Klienci ze względu na dużą liczbę ofert mogą wybrać komponenty w niskich cenach lub wybrać te droższe, ale o lepszych parametrach lub ewentualnie dokupić dodatkowe usługi. Całkowita średnia cena większych mikroinstalacji o mocy 10 kW i 40 kW to odpowiednio 42 tys. zł i 146 tys. zł. Małe instalacje o mocy np. 100 kW i 500 kW budowane są przez małe i średnie firmy. Instalacje o takiej mocy kosztują średnio odpowiednio 350 tys. zł i 1 800 tys. zł. Cena instalacji o mocy około 1 MW, czyli farm PV budowanych głównie w systemie aukcyjnym to około 2,8 mln zł. Według ankietowanych firm, cena farmy PV o mocy około 5 MW to kilkanaście mln zł. Analizy IEO potwierdzają prawidłowość, że jednostkowa cena instalacji spada wraz ze wzrostem mocy znamionowej instalacji, ale spadki są szczególnie wysokie w zakresach mocy 3-10 kW (koszt inwerterów) oraz 0,5-1,0 MW (wolumenu rynku). Wynika to z „efektu skali” inwestycji oraz ze struktury kosztów dla danej mocy instalacji.

Strukturę kosztów składowych dla poszczególnych mocy przedstawiono na rysunku 10. Dla wszystkich rodzajów instalacji moduły stanowią około 50% kosztów. Najmniejszy udział kosztu modułów występuje w segmencie mikroinstalacji. W tym przypadku istotnym kosztem są także inwertery i montaż, które stanowią po około 15-20% kosztów całej inwestycji. Im większa instalacja, tym udział kosztu inwerterów i montażu jest mniejszy, a istotną rolę zaczyna odgrywać cena konstrukcji. Dodatkowo dla największych

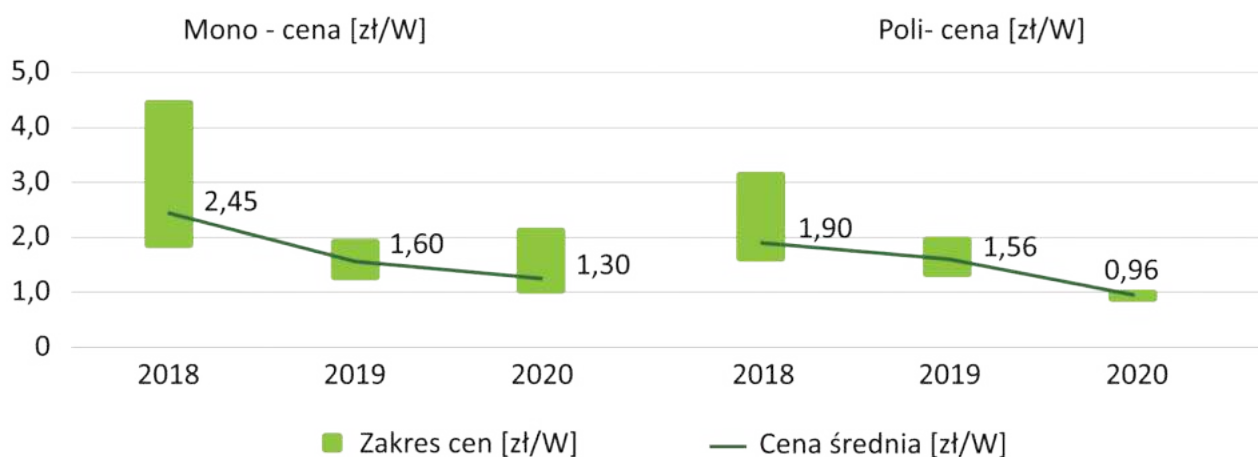


Rysunek 10. Udział kosztów poszczególnych elementów instalacji fotowoltaicznych w podziale na moc instalacji.

Źródło: Oprac. IEO na podstawie badania rynku PV

instalacji nawet ¼ inwestycji to „inne koszty”. Należą do nich m. in. transport, okablowanie, monitoring, ogrodzenie, stacja transformatorowa, systemy SCADA. Struktura kosztów w stosunku do poprzedniego roku nie zmieniła się znacząco.

Według badań rynkowych, prowadzonych przez IEO, na przestrzeni ostatnich trzech lat można zauważyć zmiany cen modułów monokrystalicznych i polikrystalicznych (rys. 11.). Średnie jednostkowe ceny modułów w obu tych technologiach spadły w stosunku



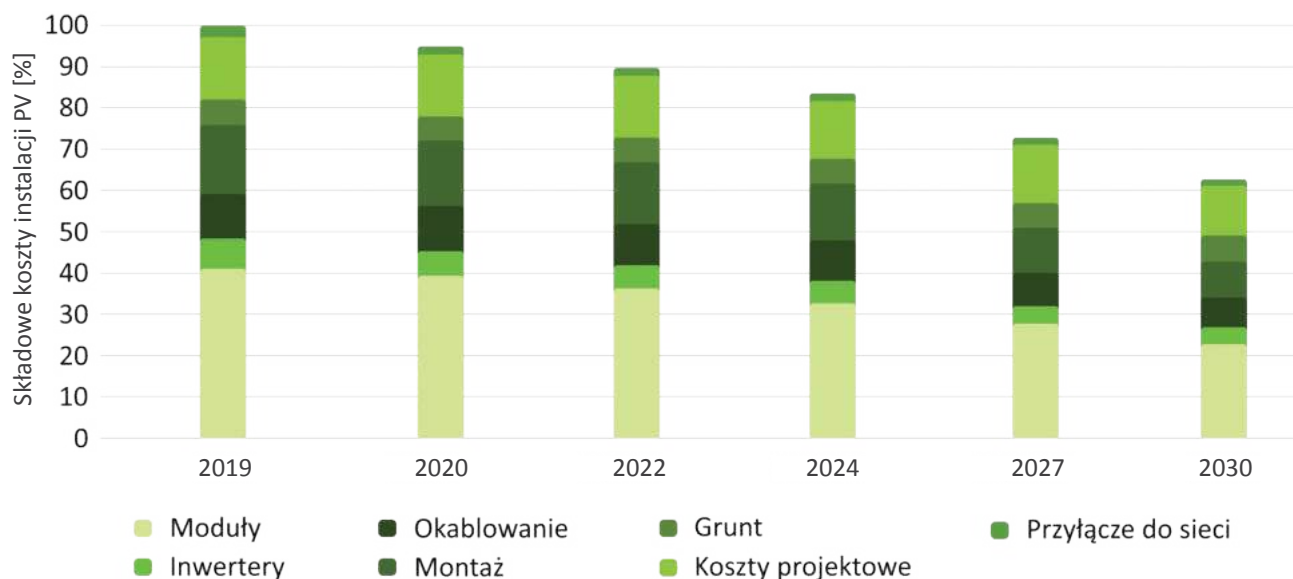
Rysunek 11. Jednostkowa cena netto modułów fotowoltaicznych – porównanie modułów monokrystalicznych i polikrystalicznych.

Źródło: Oprac. IEO na podstawie badania rynku PV

do 2018 roku. Według tegorocznych badań średnie ceny modułów monokrystalicznych są wyższe niż polikrystalicznych o 35%.

Według prognoz, koszty instalacji fotowoltaicznych będą maleć wraz z upływem czasu. Szczególnie ważnym dla rozwoju fotowoltaiki w Polsce jest

przyrost instalacji o większych mocach. Na rysunku 12. przedstawiona została prognoza spadku kosztów instalacji o mocy powyżej 100 kW. Składowe koszty instalacji zostały podzielone na poszczególne elementy: moduły, inwertery, okablowanie, montaż, grunt, koszty projektowe i przyłącze do sieci. Prognoza spadku kosztów została



Rysunek 12. Struktura kosztów instalacji fotowoltaicznych o mocy powyżej 100 kW w perspektywie do 2030 roku.

Źródło: Oprac. IEO na podst. ITRPV

przedstawiona w perspektywie do 2030 roku w odniesieniu do kosztów bazowych z roku 2019. Według prognozy ITRPV, w 2030 roku łączne koszty instalacji powyżej 100 kW będą stanowić 63% kosztów z roku 2019. W ciągu dekady (2020-2030) przewiduje się spadek o 32p.p. (z 95% do 63%). Według prognozy, ceny będą stabilnie maleć głównie dla urządzeń fotowoltaicznych, a mniej dla kosztów przyłącza oraz kosztów projektowych, zaś dla kosztów gruntu pozostaną na niezmiennym poziomie, wynoszącym 6% całej inwestycji. Koszty poszczególnych elementów w 2030 roku zmniejszą się w stosunku do roku 2019 kolejno o:

- 43,9% dla modułów,
- 42,9% dla inwerterów,
- 36,4% dla okablowania,
- 47,1% dla montażu,
- 0,0% dla gruntu,
- 20,0% dla kosztów projektowych,
- 33,3% dla kosztów przyłączenia do sieci.

O ile typowe fabryki modułów w UE w 2020 roku mają wydajności 100-200 MW/rok (co może być uzasadnione niszowymi rynkami), to w 2025 roku w większości powinny już mieć wydajności rzędu 1-2 GW. W 2030 roku na rynku UE (aby sprostać

zapotrzebowaniu i konkurencyjności) będą dominować fabryki o wydajności co najmniej 5 GW, co przełoży się na spadek kosztów jednostkowych. Rozwój technologii fotowoltaicznej nie tylko napędzany jest spadkiem kosztów produkcji poszczególnych komponentów, w tym w szczególności modułów (gro kosztów całkowitych – CAPEX). Widocznym trendem jest wzrost mocy i wielkości modułów PV, co obniża koszty instalacji. O ile w 2020 roku moc krzemowych modułów PERC wynosi ok 340 W, to w 2030 roku osiągnie 430-450 W³. Kluczowym elementem poprawy konkurencyjności fotowoltaiki jest jednak wzrost sprawności (wzrost wydajności z jednostki mocy zainstalowanej), co razem ze spadkiem wysokości nakładów inwestycyjnych doprowadzi do obniżenia kosztów produkcji energii (LCOE) z elektrowni fotowoltaicznych. Cele w zakresie rozwoju technologii produkcji modułów fotowoltaicznych zestawiono w tabeli 2.

³ Małe moduły będą wykorzystywane w niektórych zastosowaniach i niszach prosumenckich (choć tu będą „wypychane” przez taśmy z ogniwami cienkowarstwowymi lub urządzeniami fotowoltaicznymi zintegrowanymi z budynkami).

**Tabela 2.** Cele w zakresie rozwoju technologii produkcji modułów fotowoltaicznych.

Cele związane z technologią	2020	2025	2030
Maksymalna sprawność konwencjonalnych modułów PV na rynku	24%	25%	26%
Okres zwrotu nakładów energetycznych [lata]	1,4	1,2	1,1
Moc pojedynczych modułów ⁴ [W _p]	390	415	430
Wydajności fabryk modułów w UE ⁵ [GW/rok]	0,1–0,2	1–2	>5 GW
Okres użytkowania technicznego – deklarowana trwałość [lata]	30	35	40

Źródło: Oprac. IEO

Oczekuje się, że efektywność komercyjnego modułu wzrośnie z już historycznych 16% w 2010 r. do 24% w 2025 i 25% w 2030 r. Jednocześnie zużycie energii i materiałów w procesie produkcyjnym stanie się znacznie bardziej efektywne, prowadząc do znacznego skrócenia okresu zwrotu nakładów energii na produkcję modułu. Oczekuje się, że w polskich warunkach nasłonecznienia ten okres zostanie skrócony z 1,4 roku w 2020 r. do 1,2 roku w 2030 r. Sprawność i niskoenergochłonna technologia produkcji wpływają na okres zwrotu nakładów energetycznych, a ten wskaźnik będzie nabierał znaczenia z uwagi na graniczny podatek węglowy, jaki na import wyrobów przemysłowych zamierza wprowadzić UE już w 2021 roku. Wreszcie, oczekuje się, że okres eksploatacji wydłuży się z 25-30 lat w okresie 2010-2020 do 35 lat w 2030 roku.

W świetle powyższych trendów w rozwoju technologii fotowoltaicznej oraz przyjaznego otoczenia, jakie stwarza Europejski Zielony Ład (przy trendach wzrostu kosztów energii z paliw kopalnych), oficjalne prognozy wkrótce będą musiały być zrewidowane (podwyższone). Poniżej dokonano rewizji krajowych celów związanych z rozwojem branży fotowoltaicznej (a w dalszej kolejności także energetyki wiatrowej).

3.3. Prognoza mocy zainstalowanej w fotowoltaice do 2030 roku

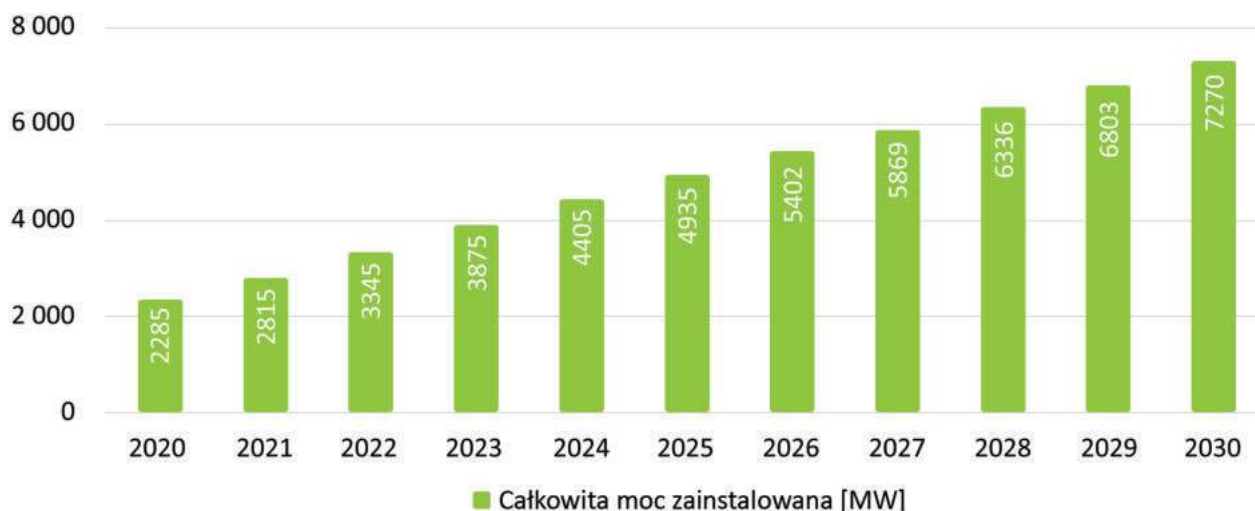
Rozwój fotowoltaiki jest uwarunkowany wieloma czynnikami zarówno rynkowymi, jak i regulacyjnymi oraz dostępnością kapitału. W niniejszym rozdziale przedstawiono zaktualizowane scenariusze rozwoju fotowoltaiki w stosunku do rządowego dokumentu Krajowy Plan Rozwoju na Rzecz Energii i Klimatu do 2030. Poprzedni raport IEO uwzględniał wersję KPEiK z grudnia 2019 i jedynie oczywiste korekty i aktualizacje. W obecnym raporcie uwzględniono zmiany w CAPEX poszczególnych technologii oraz przeprowadzono optymalizację zakładającą maksymalizację udziału technologii obecnie najtańszych.

Z załącznika do KPEiK 2030 z grudnia 2019 pt. *Oce-
na skutków planowanych polityk i środków (scena-
riusz PEK)* z tabeli nr 65 pt. *Moc osiągalna netto źródeł
wytworzenia energii elektrycznej wg technologii [MW]* zaczerpnięto prognozowane wartości mocy zainsta-
lowanej w fotowoltaice w 2020, 2025 i 2030 roku. W KPEiK 2030 moc zainstalowana w fotowoltaice na
2020 była prognozowana na poziomie 2,28 GW. Ze
względu na fakt, iż moc PV w Polsce już w połowie
br. przekroczyła 2,5 GW należy wziąć pod uwagę, że
ten scenariusz może być niedoszacowany. Wartości
mocy w latach 2021-2024 oraz 2026-2029 obliczono
zakładając liniowy wzrost do wartości wskazanych
w KPEiK na lata 2025 i 2030. Wyniki obliczeń zapre-
zentowano na rysunku 13.

Scenariusz KPEiK wydaje się obecnie zbyt konser-
watywny. Z uwagi na skalowalność i uniwersalność
technologii fotowoltaicznej jej średnioterminowe (in-
westorskie) plany rozwoju należy budować na tren-
dach w poszczególnych segmentach rynku. Segmen-
tacja rynku PV w Polsce została ukształtowana przez
system wsparcia. Tylko początkowo był to system

⁴ Przekład: PERC p-type mono, moduł o powierzchni 2 m², ITRPV 2020.

⁵ W Chinach już na początku 2020 oddawane są do użytku pierw-
sze linie modułów krzemowych o wydajnościach 2-5 GW.



Rysunek 13. Prognoza mocy zainstalowanych w fotowoltaice wg KPEiK.

Źródło: Oprac. graficzne IEO

neutralny technologicznie (czasami był wspierany dotacjami), adresowany powszechnie do wszystkich typów instalacji.

System aukcyjny w obecnej formie według ustawy OZE⁶ jest zagwarantowany do czerwca 2021 r., choć instalacje PV, które wygrały aukcje z lat 2019-2020, będą realizowane do końca 2022 roku. Według projektu rozporządzenia Rady Ministrów⁷, aukcje odbędą się także w 2021 roku. Znane są już także wolumeny przewidziane na te aukcje – 1 GW dla projektów PV mniejszych niż 1 MW i 700 MW dla projektów fotowoltaicznych większych niż 1 MW. Przedłużenie aukcyjnego systemu wsparcia po 2021 roku zostało zaproponowane w projekcie zmiany ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw w sierpniu 2020 r.⁸ System ma zostać przedłużony do 2026 r., ale nie są jeszcze znane wolumeny przewidziane na poszczególne aukcje.

Według analiz IEO, w roku bieżącym lub na początku przyszłego wyczerpie się budżet programu „Mój prąd” dla prosumentów indywidualnych oraz system gwarancji BGK dla prosumentów biznesowych. Zapowiedzi Ministerstwa Klimatu wskazują, że program „Mój prąd” będzie przedłużony i wzmocniony jakąś formą funduszy UE na lata 2021-2027 (uwzględnia to najnowszy projekt Polityki energetycznej PEP 2040). Powstaje pytanie, kiedy różne segmenty fotowoltaiki

wejdą na rynek już bez systemów wsparcia. Niestety ani PEP 2040, ani KPEiK 2030 nie uwzględniają roli prosumentów w „miksie energetycznym”.

Kierując się obecnym aukcyjnym systemem wsparcia, który gwarantuje rozwój rynku PV do końca 2022 roku, i zapowiedzią przedłużenia tego systemu do 2026 roku, rolę prosumentów, którzy wg wcześniejszych analiz IEO mogą wykorzystać maksymalnie (przy obecnym potencjale sieci niskiego napięcia) przyłączenia do sieci sięgające 5 GW⁹ oraz założeniami o stopniowym urynkowieniu fotowoltaiki, opracowano prognozę rozwoju rynku PV, z podziałem na główne segmenty, do 2030 roku – rysunek 14.

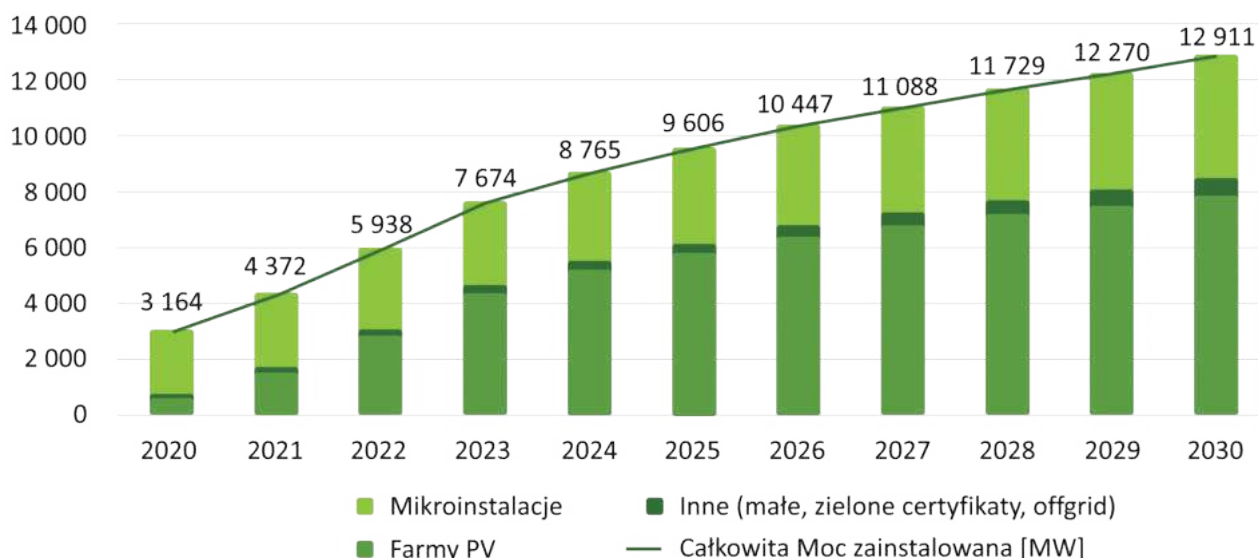
Prognoza IEO zakłada wzrost mocy zainstalowanej w fotowoltaice w tym roku głównie w segmencie mikroinstalacji. Prosumenci mogą korzystać z programu „Mój Prąd” lub kończyć inwestycje realizowane w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych. Dodatkowo, procedury inwestycyjne są proste, podobnie jak dostęp do mikrofinansowania, co ułatwia podjęcie decyzji o inwestycji. W latach 2021 – 2023 nastąpi znaczny wzrost mocy zainstalowanej w farmach PV z aukcyjnego systemu wsparcia. Wynika to z konieczności ukończenia instalacji z aukcji 2018 i aukcji 2019 najpóźniej w 2021 roku oraz zrealizowania dużych wolumenów aukcyjnych z 2020 i 2021 r. dwa lata później, czyli w 2022 r. i 2023 r. Oznacza to, że w latach 2021-2023 zostanie oddane do eksploatacji około 3,6 GW farm PV. Będzie to ogromna szansa dla firm wykonawczych i EPC na rozwój w tych latach, a zarazem wzrost zatrudnienia w tym sektorze.

⁶ Ustawa o Odnawialnych Źródłach Energii, Dz.U. 2020 poz. 261.

⁷ Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 r., <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12337304>

⁸ Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, <https://legislacja.gov.pl/projekt/12336702/katalog/12704366#12704366>

⁹ Instytut Energetyki Odnawialnej: Krajowy Plan Rozwoju Mikroinstalacji Odnawialnych Źródeł Energii, Warszawa 2013, <https://ieo.pl/pl/raporty?limit=10&limitstart=20>



Rysunek 14. Prognoza mocy zainstalowanej w PV [MW] do 2030.

Źródło: Oprac. IEO

Biorąc pod uwagę powyższe, w 2022 r. udział farm PV w całkowitej mocy zainstalowanej zrówna się z udziałem mikroinstalacji. Rynek PV zmieni się z obecnego prosumenckiego, na zrównoważony pomiędzy zawodowymi elektrowniami PV a prosumentami.

Według scenariusza umiarkowanego wzrostu prognozy Solar Power Europe¹⁰, moc zainstalowana w Polsce w 2023 roku będzie wynosić 3,5 GW, a według scenariusza szybkiego wzrostu moc może wynieść ponad 5 GW. IEO, biorąc pod uwagę wszystkie ww. obecnie dostępne systemy wsparcia w każdym sektorze, proponuje bardziej optymistyczny scenariusz. Według prognozy IEO, moc zainstalowana w PV w bieżącym roku przekroczy 3 GW. W 2023 roku moc PV osiągnie 7,6 GW. Natomiast w 2025 roku całkowita moc zainstalowana może osiągnąć 9,6 GW. Oznacza to, że już w 2023 roku moc PV przekroczy zakładaną w KPEiK moc na 2030 r.

Według prognoz IEO wykonanych na podstawie scenariusza konserwatywnego Joint Reaserch Centre, wyniki Polski w tym roku będą równie dobre. Polska zwiększy tempo wzrostu mocy zainstalowanej i znajdzie się na 4. miejscu w Unii Europejskiej pod względem rocznego przyrostu nowych mocy.

3.4. Rozwój rynku energetyki wiatrowej

Rozwój krajowych źródeł energii elektrycznej z OZE w latach 2010 – 2019 był uwarunkowany głównie przez dwa rodzaje OZE: biomasę w latach 2010 – 2014 oraz wiatr w latach 2015 – 2019. Udział energetyki wiatrowej (61% w 2018 roku) stał się wyraźnie większy niż łączny udział współspalania, biomasy i biogazu. Można z przekonaniem stwierdzić, że począwszy od roku 2015 rynek energetyki wiatrowej zaczął mieć decydujący wpływ na rozwój OZE w Polsce. Dopóki rozwój krajowej energetyki wiatrowej nie został sztucznie zahamowany (do 2016 roku), mieliśmy szansę na realizację celu (udział OZE w produkcji energii elektrycznej) wyznaczonego na rok 2020. Po wejściu w życie postanowień ustawy odległościowej przestało to być możliwe do osiągnięcia. W latach 2017-2018 można zaobserwować wytracanie dynamiki przez wszystkie rodzaje OZE z wyjątkiem fotowoltaiki, która z wieloletnim opóźnieniem weszła w fazę „młodzieńczego wzrostu” (por. rozdziały 3.1. i 3.2).

¹⁰ Solar Power Europe, Global Market Outlook 2019-2023, maj 2020, <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2019-2023/>



Tabela 3. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce w GWh oraz jej dynamika (%) rok do roku.

Wyszczególnienie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Wiatr [GWh]	1 664	3 205	4 747	6 004	7 676	10 858	12 588	14 909	12 799	14 676
Dynamika [%]	–	192,6	148,1	126,5	127,8	141,6	115,9	118,4	85,9	114,7
OZE ogółem [GWh]	10 889	13 137	16 879	17 066	19 841	22 679	22 808	24 050	21 580	24 475
Dynamika [%]	–	120,6	128,5	101,1	116,3	114,3	100,6	105,5	89,7	113,4

Źródło: GUS – Gospodarka paliwowo-energetyczna (2010-2018), dane IEA (2019). Opracowanie IEO.

Tabela 3. Potwierdza, jak kluczowym dla wzrostu udziałów energii elektrycznej z OZE w produkcji (i w zużyciu) energii elektrycznej jest rozwój energetyki wiatrowej. Trwający niemal dekadę rozwój branży został najpierw spowolniony po raz pierwszy załamaniem się systemu zielonych certyfikatów w 2012 roku, a następnie zatrzymany w efekcie uchwalonej i wprowadzonej w 2016 roku bez *vactio legis* ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w elektrownie wiatrowe¹¹ (tabela ilustruje jej wpływ na produkcję energii, który uwidocznił się od 2017 roku). Ustawa wprowadziła jedną z najbardziej restrykcyjnych w całej UE zasad ograniczających lokalizację elektrowni wiatrowych (tzw. zasada „10H”) uniemożliwiając lokalizację elektrowni wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotna wysokość całkowita instalowanych i dostępnych (jako najbardziej efektywne w warunkach polskich) turbin wiatrowych (w praktyce od 1200 m w 2016 roku do 2200 m w 2020 roku).

O ile załamanie systemu zielonych certyfikatów wpłynęło na rynek wcześniej zrealizowanych inwestycji (spadek dochodów dla istniejących farm wiatrowych i niemal natychmiastowe obniżenie zdolności ich właścicieli do obsługi spłat zaciągniętych kredytów inwestycyjnych), o tyle ustawa odległościowa „10H” zatrzymała prace deweloperskie, co z kilkuletnim opóźnieniem przełożyło się na rynek OZE.

Dopiero w latach 2019–2020 pojawiły się możliwości wznowienia wzrostu energetyki odnawialnej – przede wszystkim dzięki uruchomieniu systemu aukcyjnego oraz faktycznej implementacji nowego systemu wsparcia dla niektórych rodzajów OZE (głównie biogaz) i wzrostowi hurtowych cen energii elektrycznej (tzw. czarnej). Niestety, to powtórne otwarcie możliwości wzrostu wytwarzania energii z wiatru na lądzie, dotyczy tylko dokończenia projektów zaawansowanych (z pozwoleniami na budowę uzyskanymi przed 2016) lub spełniających

kryteria 10H”. Należy podkreślić, że na skutek pośpiesznego uzyskiwania pozwoleń na budowę przed wejściem w życie ustawy „10H”, wiele projektów posiadających pozwolenia niezbędne do udziału w aukcji nie uwzględnia najnowszych dostępnych technologii, a zmiany w pozwoleniach są praktycznie niemożliwe do przeprowadzenia.

Nadal brakuje możliwości dewelopmentu nowych projektów. Bez zmiany ustawy odległościowej, po zakończeniu realizacji projektów „przesuniętych” na lata 2021-2024, nastąpi nieuchronny koniec rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, a w ślad za tym – brak możliwości wymaganego przez UE zwiększania udziałów energii z OZE i redukcji emisji CO₂.

3.5. Scenariusze rozwoju mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej do 2030 roku i ich uwarunkowania regulacyjne

Prognozowanie rozwoju energetyki wiatrowej w obecnej sytuacji jest trudniejsze niż w przypadku fotowoltaiki, gdyż jest uwarunkowane dwoma sprzecznymi czynnikami: a) atrakcyjnością rynkową (jako najtańsza i najbardziej już rozwinięta technologia OZE), b) ograniczeniami regulacyjnymi wprowadzonymi z przyczyn politycznych (co znajduje odzwierciedlenie w dokumentach politycznych, które zaniżają potencjał energetyki wiatrowej). Dlatego w niniejszym podrozdziale zaprezentowane zostanie kilka scenariuszy.

Co do zasady, nie ma możliwości, aby polska energetyka (a zatem i gospodarka) mogły się efektywnie rozwijać bez podjęcia kilku kluczowych decyzji, dotyczących między innymi udziałów różnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym. Dotyczy to przede wszystkim energetyki wiatrowej – obecnie najtańszego źródła energii o olbrzymim i dalece niewykorzystanym krajowym potencjale. Potencjał ten jest sztucznie ograniczony przepisami prawa. Coraz

¹¹ Dz. U. z 2020 r. poz. 981

mnijšie znaczenie mają ograniczenia techniczne (usuwane przez szybki rozwój technologii i relacji biznesowych w łańcuchu dostaw), natomiast coraz większy negatywny wpływ na aktywność deweloperów i inwestorów oraz efekty gospodarcze wywierają przepisy ww. tzw. „ustawy antywiatrakowej” lub ustawy „10H”. Determinuje ona rozwój energetyki wiatrowej w latach 2021-2025 i może ograniczać dalszy rozwój branży aż do 2030 roku. Dlatego też jej nowelizacja (ew. złagodzenie restrykcyjnych przepisów) może odblokować potencjał lądowej energetyki wiatrowej na terenie całego kraju.

Możliwości odblokowania lub nawet poluzowania zasady „10H” nie były brane pod uwagę w pracach rządu nad projektami PEP 2040, a nawet KPEiK 2030 (por. rozdział 3.2). Na potrzeby dalszych analiz przyjęto następujące założenia do możliwych scenariuszy rozwoju energetyki wiatrowej:

- Dojdzie do skutku zmiana przepisów ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, polegająca na ograniczeniu lokowania elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP, wykonanego dla całego terenu „10H” (dziesięć całkowitych wysokości turbiny wiatrowej) wokół planowanej elektrowni wiatrowej. W ramach projektowanych przepisów Rada Gminy uchwała zmiany z uwagi na potrzeby lokalizacji elektrowni wiatrowej – na podstawie wyników prognozy oddziaływania na środowisko – może przyjąć inną (założono, że mniejszą niż „10H”) odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego, która nie może być jednak mniejsza niż 500 metrów. Kluczowe, w celu uzyskania lokalnego konsensusu na szczeblu gminy (w szczególności Rady Gminy), jest odpowiednio wcześnie i obiektywnie konsultowanie ze społecznością lokalną planów w tym zakresie, przewidywanych korzyści z realizacji inwestycji oraz przeprowadzenie co najmniej jednej, dodatkowej dyskusji publicznej nad możliwymi do ujęcia w MPZP rozwiązaniami dot. lokalizacji planowanej elektrowni wiatrowej (dyskusja będzie organizowana w ciągu 30 dni od dnia podjęcia uchwały o przystąpieniu do sporządzenia MPZP).
- Uwzględniono fakt, że tereny predestynowane do lokalizacji elektrowni wiatrowych charakteryzują się słabym pokryciem miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego na obszarach wiejskich oraz trudnościami w uchwalaniu takich planów. Stąd, realizacja inwestycji w oparciu o nowe przepisy może się tam rozpocząć z opóźnieniem (przyjęto, że w ramach nowych przepisów efektywnie będzie możliwe powstawanie nowych inwestycji, potwierdzonych sprzedażą po raz pierwszy energii do sieci ogólnokrajowej dopiero od 2025 roku).

- Terminy powstawania nowych elektrowni (farm) wiatrowych uzależnione będą od czasu wymaganego na przygotowanie, skonsultowanie i uchwalenie zmian MPZP (tzw. „ścieżka krytyczna”), który może wynosić 4 lata (**scenariusz zachowawczy – dodatkowo 6GW**, uwzględniający opór społeczności lokalnych w ramach projektowanych przepisów oraz brak nowych graczy na rynku)¹² lub 2 lata (**scenariusz optymistyczny – dodatkowo 11GW**, zakładający pozytywny stosunek gminy i mieszkańców do inwestycji oraz zaufanie ze strony inwestora – wiarę w pozytywny wynik prac nad zmianą MPZP).
- Zaproponowano też scenariusz dodatkowy – po odblokowaniu ograniczeń „10H” i wprowadzeniu dodatkowych ułatwień uruchamia się potencjał inwestycyjny na terenach przemysłowych (poprzemysłowych), gdzie funkcjonują przedsiębiorstwa energochłonne i na obszarach wiejskich, a więc w regionach posiadających wysoki potencjał ekonomiczny (wysokie ceny zaopatrzenia w energię). Ze względu na konieczność lokowania elektrowni wiatrowych z dala od siedlisk i gospodarstw rolnych i często rozproszoną zabudowę, jest on obecnie niemożliwy do wykorzystania. Dotyczy to w szczególności województwa małopolskiego, podkarpackiego, podlaskiego, częściowo mazowieckiego i łódzkiego. Założono (**scenariusz „optymalny + rolnictwo + przemysł” – dodatkowo 12,5 GW**) możliwość dalszego poluzowania restrykcji „10H” w efekcie:
 - dodatkowych ułatwień dla przemysłu energochłonnego i rolników towarowych: brak ograniczeń „500m” dla rolników inwestujących w pojedyncze elektrownie budowane nawet obok własnych domów, wraz z brakiem konieczności odrodlnienia gruntów (z uwagi na wielofunkcyjne ich wykorzystanie)
 - braku konieczności zmiany MPZP na terenach przemysłowych.
- W scenariuszu optymistycznym przyjęto, że do 2030 roku zostanie wykorzystane niemal 30% polskiego potencjału ekonomicznego elektrowni wiatrowych, oszacowanego we wcześniejszej pracy¹³, co skutkuje osiągnięciem ponad 20 GW mocy zainstalowanej w 2030 r. (przyrost nowych mocy rzędu 11 GW w latach 2020-2030).

¹² W innej analizie, ograniczającej się do założenia, że inwestorzy po zakończeniu budowy elektrowni, które otrzymały pozwolenie na budowę przed 2016 rokiem, będą inwestować w pełni wykorzystując nowe możliwości (powrót do dynamiki z lat 2014-2016), scenariusz taki nazwano „Scenariuszem wszechstronnego rozwoju”

¹³ Katarzyna Michałowska-Knap, Justyna Zarzeczna, Dorota Gręda, Grzegorz Wiśniewski: Potencjał inwestycyjny energetyki wiatrowej na lądzie na terenie Polski. IEO, Warszawa, 31 października 2020 r.



- Założono, że wykorzystywane będą turbiny o relatywnie niskim stosunku mocy nominalnej do powierzchni objętej wirnikiem, tzn. moc pojedynczej turbiny rzędu 3 MW, średnica wirnika 120-140 m, instalowane na wieżach o wysokości rzędu 120 m. Tego typu turbiny znajdują się w ofercie producentów takich jak np. Vestas, GE, Nordex i bardzo dobrze sprawdzają się w warunkach polskich, uzyskując bardzo wysokie wartości produktywności. Ponadto charakteryzują się korzystnym CAPEX, w porównaniu do uzysku energii. Generują również mniejsze problemy na etapie transportu i budowy, a także są mniej uciążliwe dla otoczenia niż największe oferowane obecnie turbiny o mocach powyżej 5 MW. Założono też, że farmy wiatrowe, wykorzystujące najnowsze technologie, projektowane i eksploatowane będą w sposób optymalny z uwzględnieniem wpływu na otoczenie.
- Biorąc pod uwagę wchodzenie na rynek nowych technologii (niemożliwych do zastosowania w okresie obowiązywania obecnej wersji ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych), zdecydowano o wprowadzeniu stopniowo narastającego współczynnika wykorzystania mocy – w 2030 roku

ma on osiągnąć średnio 37%. Należy podkreślić, że jest to wartość raczej konserwatywna, gdyż już obecnie niektóre dobrze zlokalizowane farmy wiatrowe przekraczają współczynnik 40%. Niemniej jednak w całym systemie, uwzględniając ewentualnie słabsze projekty, rozsądnie jest przyjąć wartości nieco niższe.

W tabeli 4. zestawiono podstawowe założenia przyjęte przy konstrukcji scenariuszy uwzględniające zarówno poluzowanie zasady „10H”, jak i możliwości skorzystania z najnowszych technologii w energetyce wiatrowej (coraz większych elektrowni zarówno w sensie średnicy wirnika, jak i wysokości wieży).

Powyższe założenia i poniższa tabela pokazują, jak istotny dla rozwoju energetyki wiatrowej jest sposób i zakres poluzowania zasady „10H”. O ile, przy dotychczasowym poparciu politycznym, o dalszym tempie rozwoju fotowoltaiki decyduje tempo rozwoju technologii, o tyle o dalszym rozwoju bardziej dojrzałej technologicznie energetyki wiatrowej decydują regulacje, które w sposób radykalny ograniczają możliwości skorzystania z postępu technologicznego.

**Tabela 4.** Scenariusze IEO rozwoju energetyki wiatrowej do 2030 roku.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scenariusz bazowy, KPEiK	6,0 GW	6,9 GW	7,8 GW	8,5 GW	9,0 GW	9,5 GW	9,6 GW	9,6 GW	9,6 GW	9,6 GW	9,5 GW
Współczynnik wykorzystania mocy	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	28%
1. Scenariusz dodatkowych inwestycji wg projektu zmian w ustawie „10H” (*zmiany pierwszych MPZP – 4 lata)	6,0 GW	6,9 GW	7,8 GW	8,5 GW	9,0 GW	9,0 GW	9,0 GW	9,5 GW	10,5 GW	12,5 GW	15,0 GW
Współczynnik wykorzystania mocy	26%	27%	28%	30%	31%	32%	33%	34%	35%	36%	37%
roczne przyrosty mocy								0,5	1,0	2,0	2,5
2. Scenariusz optymistyczny** dodatkowych inwestycji wg projektu zmian w ustawie „10H” (zmiany MPZP– 2 lata)	6,0 GW	6,9 GW	7,8 GW	8,5 GW	9,0 GW	9,5 GW	10,5 GW	12,5 GW	15,0 GW	17,5 GW	20,0 GW
Współczynnik wykorzystania mocy	26%	27%	28%	30%	31%	32%	33%	34%	35%	36%	37%
roczne przyrosty mocy						0,5	1,0	2,0	2,5	2,5	2,5
3. Scenariusz dodatkowych ułatwień dla przemysłu energochłonnego i rolników towarowych (brak ograniczenia „500m” dla rolników budujących obok własnych domów wraz z brakiem konieczności odrolnienia gruntów oraz brak konieczności zmiany MPZP na terenach przemysłowych)	6,0 GW	6,9 GW	7,8 GW	8,6 GW	9,3 GW	10,0 GW	11,2 GW	13,4 GW	16,1 GW	18,8 GW	21,5 GW
Współczynnik wykorzystania mocy	26%	27%	28%	30%	31%	32%	33%	34%	35%	36%	37%
w tym (analizy pomocnicze) inwestycje na terenach:											
<i>przemysłowych (np. przedsiębiorstwa energochłonne)</i>					0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>duże (towarowe) gospodarstwa rolne</i>				0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rocznie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
narastająco	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5
Współczynnik wykorzystania mocy, inwestycje przemysłowe	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
Współczynnik wykorzystania mocy, towarowe gospodarstwa rolne	26%	27%	28%	30%	31%	32%	33%	34%	35%	36%	37%
Skumulowane przemysłowe (np. przedsiębiorstwa energochłonne)	0	0	0	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Skumulowane duże (towarowe) gospodarstwa rolne	0	0	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8

Źródło: Oprac. IEO

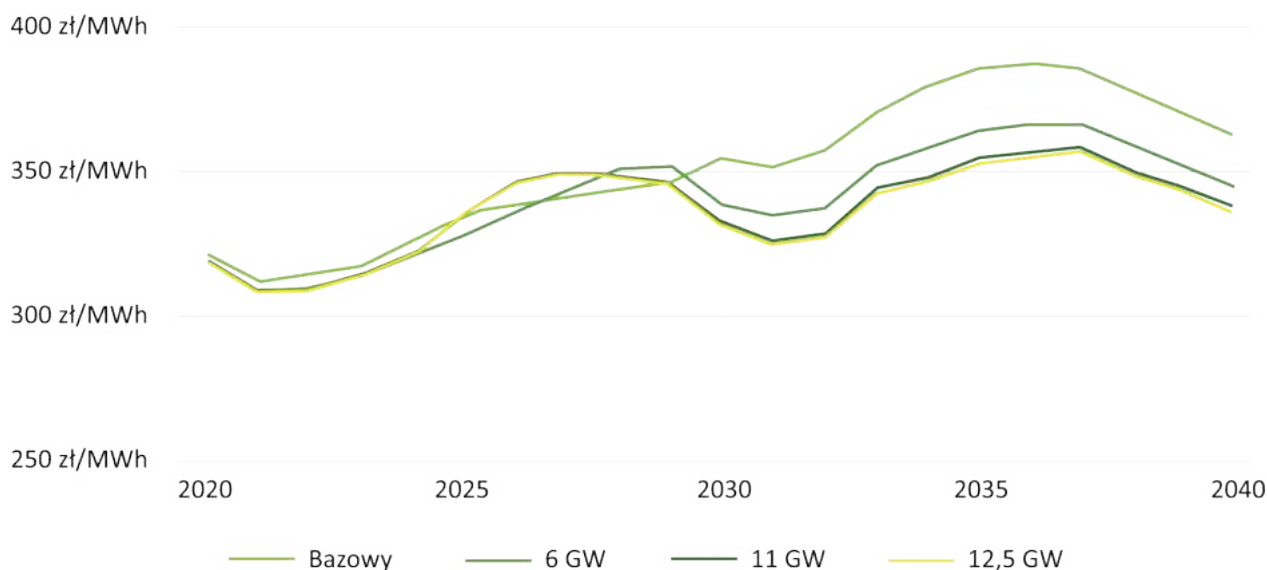


O ile scenariusze rozwoju fotowoltaiki są łatwiejsze do konstruowania i prognozowania z uwagi na brak ograniczeń regulacyjnych i, jak dotychczas, sprzyjającą politykę wobec tej branży (potwierdzaną w projektach strategicznych dokumentów rządowych czy podpisanym we wrześniu br. listem intencyjnym Ministra Klimatu w sprawie zawarcia porozumienia sektorowego z branżą PV – w tym z przemysłem produkcji urządzeń), o tyle tempo rozwoju lądowej energetyki wiatrowej (i niepewności co do tempa realizacji projektów morskiej energetyki wiatrowej) jest ciągle silnie uwarunkowane decyzjami politycznymi. Na obecnym etapie uzgodnień, w zasadzie każdy ze scenariuszy zestawionych w powyższej tabeli jest tak samo prawdopodobny.

O świadomym wyborze scenariusza zdecydują dwa czynniki: a) realizacja przez Polskę zobowiązań dotyczących OZE i redukcji emisji CO₂, b) istotność działań rządu i oczekiwań odbiorców energii (zwłaszcza przemysłowych) w sprawie ograniczania wzrostu cen energii w Polsce. Nie ulega wątpliwości, że Polska będzie miała problemy z realizacją celów OZE oraz unijnych

dążeń do szybkiego uzyskania neutralności klimatycznej. W Polsce nie są szeroko dyskutowane kwestie uzależnienia cen energii od miksu energetycznego, w tym udziału w nim energetyki wiatrowej, ani też istotność ścieżki dekarbonizacji z uwagi na dostęp do funduszy UE. Sektor energetyczny sam w sobie nie jest zainteresowany niskimi kosztami energii, a rząd unika na obecnym etapie dyskusji wiążącej emisję z dostępem do funduszy. Instytut Energetyki Odnawialnej przeprowadzał analizy pokazujące, jak każdy z ww. scenariuszy rozwoju farm wiatrowych wpływa na koszt generacji energii w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) oraz na redukcję emisji CO₂ ze wszystkich źródeł wytwarzania energii elektrycznej.

Na rysunku 15., w oparciu o model prognostyczny IEO cen hurtowych energii¹⁴, dokonano przeliczeń, jak wybór (wejście na ścieżkę) każdego z ww. scenariuszy rozwoju energetyki wiatrowej wpłynie na ceny energii. Analiza różnic pomiędzy scenariuszami „6 GW”, „11 GW” i „12,2 GW” wskazuje na możliwe oszczędności (zmniejszenie cen energii w stosunku do scenariusza bazowego) nawet do 30 zł/MWh w 2030.



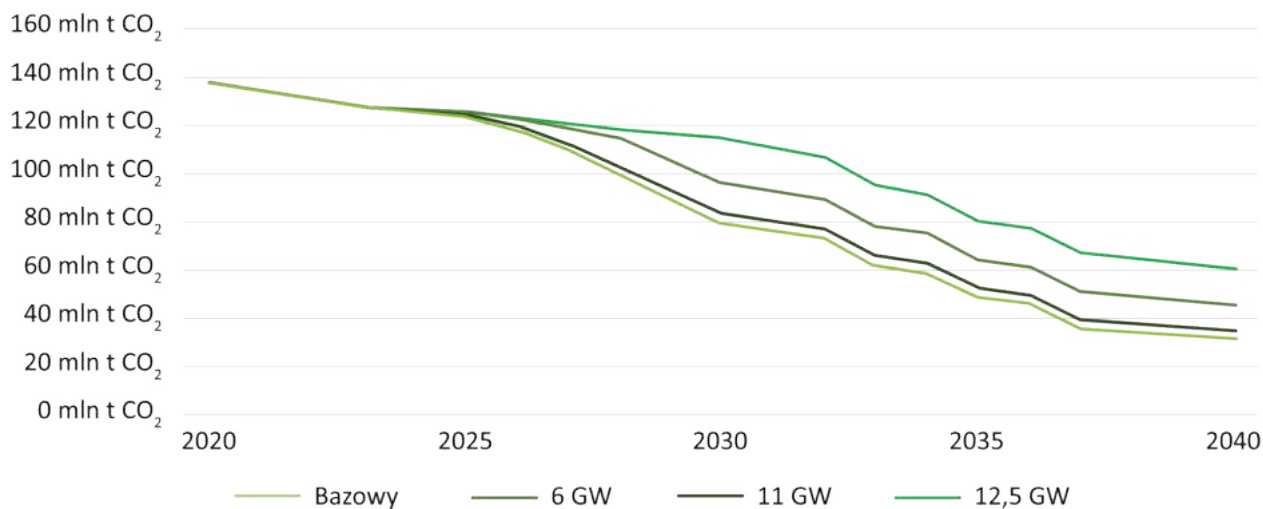
Rysunek 15. Prognoza cen hurtowych (w odniesieniu do scenariusza bazowego – bez poluzowania zasady „10H”). Oznaczenia poszczególnych scenariuszy informują, jakie dodatkowe moce wiatrowe (w GW) będą zrealizowane w latach 2021-2030.

Źródło: Oprac. IEO

Z uwagi na lukę „deweloperską”, długość cykli inwestycyjnych (omówione w dalszej części raportu), dodatkowe inwestycje w farmy wiatrowe i wprowadzanie z nich energii do sieci możliwe są dopiero po 2025 roku, a pierwsze efekty w postaci obniżania cen hurtowych energii pojawią się dopiero od 2028 roku.

Analogicznie wyznaczono wpływ realizacji różnych scenariuszy rozwoju energetyki wiatrowej na redukcję emisji CO₂ z KSE (rysunek 16.).

¹⁴ IEO: Prognoza kosztów wytwarzania i cen energii elektrycznej do 2040 roku. URL: <http://www.sklepieo.pl/prognoza-kosztow-wytwarzania-i-cen-energii-elektrycznej-do-2040-roku-aktualizacja-marzec-2020.html>



Rysunek 16. Emisje CO₂ sektora elektroenergetycznego (w odniesieniu do scenariusza bazowego – bez poluzowania zasady „10H”). Oznaczenia poszczególnych scenariuszy informują, jakie dodatkowe moce wiatrowe (w GW) będą zrealizowane w latach 2021-2030.

Źródło: Oprac. IEO

Implementacja założeń scenariuszy „6 GW”, „11 GW” i „12,5 GW” przyniosłaby bardzo wyraźne skutki w zakresie emisji CO₂ oraz udziału OZE w perspektywie do 2040. Spadki w okresie 2020-2025 zostają gwałtownie przyspieszone po 2025. Już w 2027 (w scenariuszu „11 GW”) redukcja emisji względem 2020 roku wyniesie ok. 20% i aż 46% w 2032.

Warto zauważyć, że „wyższe” od bazowego scenariusze (więcej mocy z energetyki wiatrowej

w efekcie poluzowania zasady „10H”) pozwalają na udział energii elektrycznej z OZE powyżej ogólnego celu UE na 2030 rok (32%), a scenariusz „12,5 GW” pozwala na niemal 50% udział zielonej energii.

Powyższe analizy¹⁵ wskazują na czynniki, które mogą zdecydować o tym, że w praktyce realizowane będą „wyższe” scenariusze rozwoju energetyki wiatrowej.

¹⁵ Więcej analiz na ten temat można znaleźć w cytowanej pracy: Potencjał inwestycyjny energetyki wiatrowej na lądzie na terenie Polski. IEO, Warszawa, 31 października 2020 r.



Rozwój technologii i dostaw dla OZE – analiza łańcucha dostaw (rola „local content”)



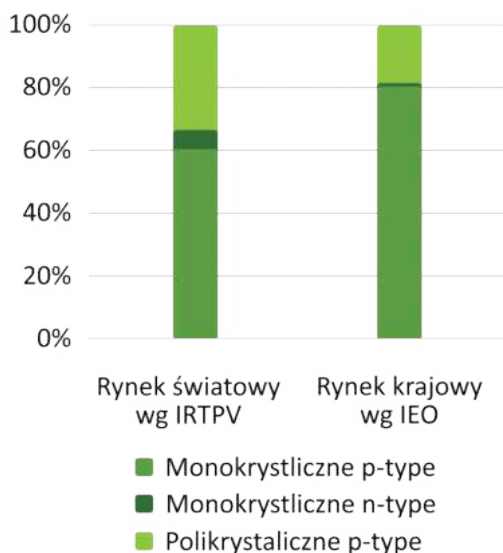
4.1. Trendy na globalnym i europejskim rynku dostaw technologii dla fotowoltaiki

Nowe moce produkcyjne zainstalowane w 2020 roku całkowicie skupiają się na technologii krzemowej, która oprócz faktu, że jest technologią z największym stażem na rynku fotowoltaiki, nie zależy od materiałów rzadkich, toksycznych czy materiałów kluczowych w innych gałęziach przemysłu (takich jak kadm w ogniwach CdTe, czy ind w ogniwach CIGS). Zwiększanie możliwości wytwórczych „krzemowych” linii produkcyjnych postępowało w sposób ewolucyjny od wielu lat.

Produkowanie ogniw krzemowych jest jednak energochłonne. W porównaniu ze standardowymi technologiami cienkowarstwowymi, technologia krzemowa pochłania nawet dwa (CIGS) albo trzy (CdTe) razy więcej energii¹⁶. Dodatkowo, zużywa ona więcej materiałów i nie da się jej łatwo modyfikować. To sprawia, że cieńsze ogniwa (CdTe, CIGS), które już są reprezentowane na rynku, jak i ogniwa tandemowe wciąż mogą w krótkim czasie zastąpić dominującą technologię. Te ostatnie mają dużą szansę w następnej kolejności pojawić się na rynku¹⁷. Ich budowa pozwala na wyjście poza ograniczenia standardowych ogniw fotowoltaicznych (teoretyczna możliwa sprawność maksymalna dla ogniw krzemowych wynosi około 30%), dzięki temu sprawność takich ogniw

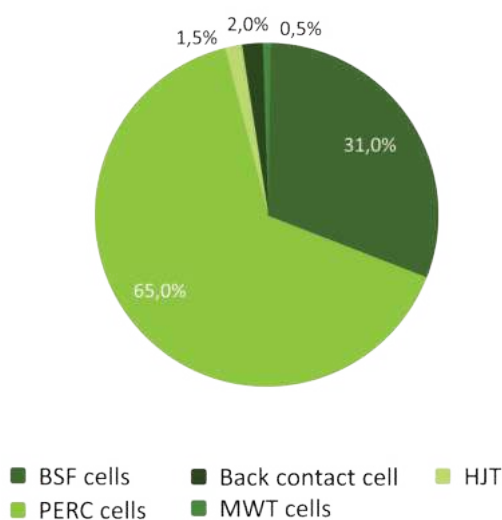
pracujących wraz z koncentratorami w 2019 roku wynosiła nawet 47,1%¹⁸. Koszty tych urządzeń wciąż nie pozwalają jednak na ich komercjalizację. Inne niż krzemowe technologie będą wypełniały nisze dostępne na rynku, gdzie potrzeba dedykowanych rozwiązań (fotowoltaika zintegrowana z budynkami czy agro-fotowoltaika) i możliwe jest wykorzystanie na przykład szyb przetwarzających energię słoneczną wykorzystujących promieniowanie niewidoczne dla oczu, opartych na technologii kropek kwantowych. Takie urządzenia mają zacząć być produkowane w Polsce w połowie 2021 roku. Najmniej energochłonne i najtańsze w produkcji są ogniwa organiczne. Urządzenia wykorzystujące perowskity posiadają imponującą sprawność 25,2%, jednak są one możliwe do uzyskania tylko dla badanych laboratoryjnie małych ogniw. Problemy ze zwiększeniem skali oraz bardzo szybka degradacja ogniw organicznych sprawiają, że technologii organicznej nie udało się jeszcze wejść na rynek.

Rok 2019 był zdecydowanie rokiem zdominowanym przez technologie krzemowe i podobnie będzie w najbliższych latach. Wciąż rozwijający się sektor przemysłu fotowoltaicznego związany z tą technologią można rozpatrywać na kilku poziomach, poczynając od wytwarzania wafli krzemowych, a na produkcji paneli kończąc. Na poniższych rysunkach przedstawiono udział procentowy poszczególnych technologii dominujących na rynku światowym w 2019 roku.



Rysunek 17. Udział paneli mono- i polikrystalicznych na rynku krajowym i światowym.

Źródło: Oprac. IEO, na podstawie danych IRTPV oraz danych IEO



Rysunek 18. Technologie ogniw stosowane w panelach fotowoltaicznych.

Źródło: Oprac. IEO, na podstawie danych IRTPV

¹⁶ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, „PHOTOVOLTAICS REPORT.”

¹⁷ SOLAR EUROPE NOW, „CALL TO ACTION: FOR A SOLAR-INCLUSIVE GREEN DEAL,” 2020.

¹⁸ NREL, „Best Research-Cell Efficiency Chart.” [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.



Technologia krzemowa zdominowała rynek fotowoltaiki i stanowi ok. 95% udział w światowej produkcji ogniw PV. W ostatnich latach najczęściej instalowano moduły wykonanych z polikryształów tego surowca. Jednakże w 2019 roku na pierwszym miejscu plasuje się monokryształ z 66% udziałem w światowej produkcji wafli z krzemu krystalicznego, a niektóre firmy wstrzymują produkcję modułów polikrystalicznych. Nowością pojawiającą się na rynku są wafle typu n (n-type), które charakteryzują się większą wytrzymałością na degradację związaną z promieniowaniem, pojawiającą się w pierwszych dniach pracy urządzenia, niż ogniwa typu p i mają już 6% udział w produkcji światowej, a w ciągu dziesięciu lat mogą stać się technologią wiodącą¹⁹.

Według analiz IEO, w Polsce firmy instalatorskie najczęściej sięgały po panele monokrystaliczne. Średnia ankietowanych firm wskazała na udział około 80% paneli mc-Si i ok. 20% paneli pc-Si.

W 2019 roku zdecydowaną większość rynku, jeśli chodzi o technologię ogniw, zajęła szeroko pojęta koncepcja ogniw wykorzystująca pasywację emitera i tylnej części ogniwa (PERC ang. *passivated emitter and rear cell*). Natomiast klasyczne rozwiązanie, BSF (ang. *back surface field*), wykorzystano tylko w 30% modułów dostępnych na światowym rynku fotowoltaiki. Pozostałe technologie oparte na połączeniu materiałów amorficznych i krystalicznych HJT (ang. *heterojunction technology*) oraz na nowych rozwiązaniach dotyczących architektury elektrod (back contact cells i metal wrap through (MWT) cells), stanowiły poniżej 4% rynku. Z kolei w kategorii wymiaru ogniw coraz większą popularnością cieszą się ogniwa cięte na pół. Half-cells w 2019 r. stanowiły aż 13% wyprodukowanych ogniw, a ze względu na łatwość, z jaką tę technologię można dołączyć do cyklu produkcyjnego, już w przeciągu 5 lat może ona być stosowana w większości wyprodukowanych ogniw krzemowych. W 2019 roku standardem stały się moduły posiadające 5 głównych wiązek przewodzących, jednak można się spodziewać, że ta liczba jeszcze wzrośnie do 6 w najbliższych latach, a na rynku zaczną się pojawiać ogniwa wielowiązkowe lub oparte na technologii SWCT (ang. *smart wire connection technology*), których udział w rynku w 2020 roku ma przekroczyć 10%.

Oprócz coraz większego zainteresowania tzw. half-cutami, obserwuje się również trend związany z zastosowaniem modułów zintegrowanych z budynkiem (BIPV, ang. *building integrated photovoltaics*). Są to często moduły szkło-szkło (ang. *glass-glass*). Zastosowanie tej technologii wiąże się często ze zwiększeniem wykorzystania powierzchni modułu,

a mianowicie modułami dwustronnymi. Moduły bifacial stanowią już 8% światowego rynku i będą zwiększać swój udział w latach następnych, zwłaszcza w segmencie rynku związanym z farmami fotowoltaicznymi. Kolejnym kierunkiem rozwoju przemysłu PV na poziomie modułu jest zwiększenie rozmiaru panelu. Klasyczne moduły 60-cio ogniwowe w 2019 roku stanowiły ok. 60% rynku. Natomiast moduły wydłużone o dwa rzędy ogniw (72 ogniwa) miały niemalże 40% udział. Panele o innych rozmiarach stanowiły poniżej 1% światowego rynku. Zwiększać się też będą rozmiary samych ogniw.

Przyrost mocy zainstalowanej w pojedynczych elektrowniach i farmach wiatrowych w Polsce nie jest tak spektakularny. Po szczycie inwestycyjnym w 2016 roku (przyrost nowych mocy w stosunku do roku poprzedniego przekroczył 1,2 GW i był najwyższy w historii), w efekcie wprowadzenia ustawy odległościowej i zamiany systemu wsparcia z zielonych certyfikatów na system aukcyjny, rynek nowych inwestycji zamarł. Widoczne „odbicie” pojawiło się dopiero w 2019 roku, w którym przybyło ponad 50 MW nowych mocy wiatrowych w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE), czyli mniej niż w przypadku fotowoltaiki i biomasy, ale więcej niż w przypadku biogazu i energetyki wodnej. Jest to jednak tylko zapowiedź inwestycji rzędu 1 GW rocznie w latach 2021-2023, w efekcie już rozstrzygniętych dwóch dużych aukcji na energię z OZE (wiatru i słońca) w latach 2018-2019 oraz planowanie na ten rok kolejnej aukcji.

W przypadku energetyki wiatrowej dominujący segment rynku stanowią wielkoskalowe turbiny wiatrowe. Ze względu na uwarunkowania polskie, chodzi tu o turbiny o dużych rozmiarach (duży wirnik i wysoka wieża przy stosunkowo niewielkiej mocy generatora – 2-3MW). Rozwój technologii i najbardziej znaczące dla rynku polskiego osiągnięcia w jego rozwoju zostaną przedstawione na podstawie ostatnich publikacji, takich jak np. „Wind Energy. Technology development report”²⁰.

¹⁹ VDMA, „International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPPV)”, 2020.

²⁰ Technical report by the Joint Research Centre (JRC), the European Commission's science and knowledge service. EUR 29914 EN, listopad 2019.

4.2. Analiza łańcucha dostaw, rynku komponentów oraz usług towarzyszących dla obydwu technologii (rola „local content”)

Kluczową, tworzącą innowacje i największą ekonomiczną wartość dodaną w rozwoju energetyki odnawialnej stanowi produkcja urządzeń dla OZE. Badania sektorowe i dane statystyczne niezawodnie potwierdzają, że w przemyśle produktywność jest najwyższa i to przemysł decyduje np. o możliwościach eksportowych, a firmy eksportujące w sposób szczególny są w stanie zapewnić zatrudnienie w obszarach najbardziej innowacyjnych i najwyższe wynagrodzenie. Wobec skierowania uwagi polityków i społeczeństwa na zaopatrzenie w surowce energetyczne i energię, fakty te nie zawsze są dostrzegane i uwzględniane w polityce energetycznej. Także polityka przemysłowa zbyt często realizowana jest w oderwaniu od sektora produkcji urządzeń dla energetyki, co przynosi negatywne skutki zarówno dla energetyki (bariera dostępu do nowoczesnych technologii energetycznych) i dla gospodarki (konieczność importu urządzeń i technologii) oraz rozwoju społecznego (utrata potencjału tworzenia miejsc pracy i wartości dodanej).

Przemysł produkcji urządzeń dla OZE, choć sam w sobie tworzy niezwykle szeroką sieć powiązań i działań (i jest kluczowym dla energetyki odnawialnej), to stanowi element znacznie bardziej złożonego cyklu dostaw i tworzenia wartości ekonomicznej. Ten cykl, w ogólnym przypadku, obejmuje zarówno realizację procesu inwestycyjnego OZE, jak i szeregu procesów pomocniczych w szeroko rozumianym otoczeniu energii odnawialnej. W praktyce rynek „widzi” znacznie krótszy łańcuch dostaw.

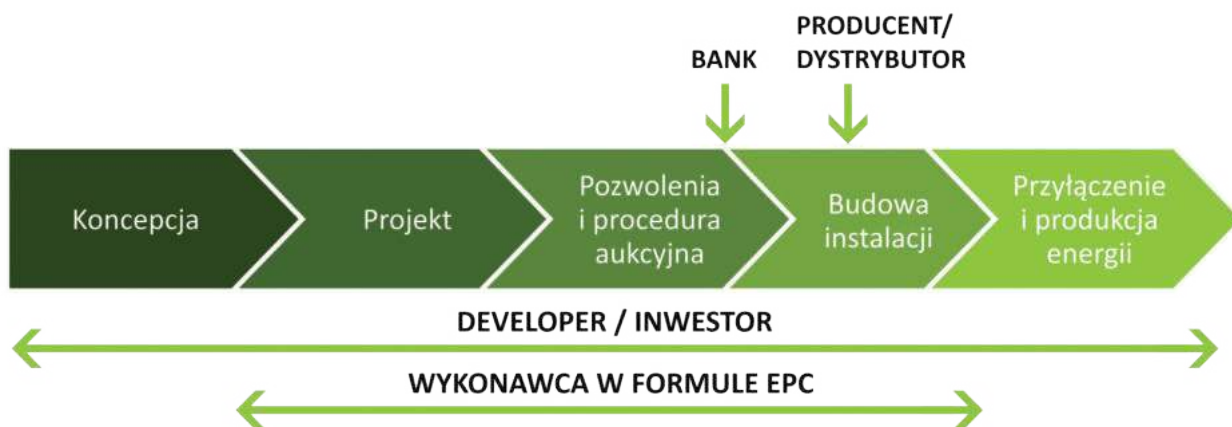
Na rysunku 19. pokazano, że w praktyce inwestycyjnej (w której do tej pory najczęściej uczestniczył

sektor bankowy – adresat raportu) inwestycje zaczynają się od pracy deweloperskiej, a kończą na wprowadzaniu energii do sieci. Technologia jest tylko kosztem, a pojęcie „local content” do tej pory nie przekładało się na modele biznesowe w energetyce i zasady finansowania.

O ile dla inwestującego w budowę OZE zapewnienie dostawy odpowiednich urządzeń jest zawsze kwestią kluczową (zazwyczaj same urządzenia stanowią ponad 50% kosztów projektu inwestycyjnego i decydują o wielkości przychodów na etapie eksploatacji), o tyle wsparcie branży energetycznej zazwyczaj nakierowane jest na inwestujących w wytwarzanie energii, a nie długoterminowo na producentów (dostawców) urządzeń dla OZE. W tabeli 5. wymieniono przykładowe firmy w łańcuchu dostaw z uwzględnieniem krajowych producentów urządzeń (modułów, konstrukcji mocujących, inwerterów) oraz dystrybutorów urządzeń i – największej grupy firm w łańcuchu dostaw – firm wykonawczych i montażowych, które zapewniają też serwis pracujących elektrowni.

Po roku 2010, kiedy rozpoczął się w Polsce rozwój rynku instalacji prosumenckich, oprócz firm produkujących moduły PV powstały firmy zajmujące się produkcją konstrukcji wsporczych, inwerterów czy zabezpieczeń prądowych i okablowania dedykowanego do prądu stałego DC (ang. *direct current*) i magazynów energii. Wśród takich firm możemy wymienić Corab, Remor, Megawaty, Spirvent, BMZ, Technokabel ERCO i inne.

Firmy Corab (wiodący producent mocowań dachowych i wolnostojących), BMZ (wiodący producent magazynów elektrycznych dla fotowoltaiki) oraz ERCO (producent elektrycznych elementów złącznych i narzędzi dedykowanych do fotowoltaiki) dołączyły do „Przemysłowego Panelu PV”.



Rysunek 19. Cykl dostaw i tworzenia wartości w energetyce odnawialnej (przypadek wytwarzania energii elektrycznej z OZE)

**Tabela 5.** Firmy fotowoltaiczne w łańcuchu dostaw dla fotowoltaiki*.

Producent	Bruk-Bet Solar, Selfa, ML System, XDiSC, Hanplast, Corab, Remor Spirvent
Dystrybutor	KENO, 4SUN, ASAT, CHP Abakus, FEGA Poland, GRAMBET GRUPA SBS, Grodno, Involt, Manitu Solar, Pro-System, QXPV Polska, SOLISA, SunTrack
Wykonawcy EPC i instalatorzy	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
Instalatorzy	Alter Power, Bison Energy, Brewa, Columbus Energy, Eco-energia, Hewalex, MPL Energy, Multisun, RenCraft, Soleko Polska, SunSol, Viessmann

* Zestaw firm należy traktować jako przykładowe, charakterystyczne lub reprezentatywne. Baza danych IEO firm w fotowoltaice zawiera 1200 rekordów.

Źródło: Oprac. IEO

Warto podkreślić, że systematycznie rośnie rola mocowań i akcesoriów elektrycznych (oraz kosztów instalacji) w kosztach systemów fotowoltaicznych i sięga 40-50% całkowitych kosztów instalacji. Te elementy coraz bardziej determinują jakość i trwałość instalacji. Większość z polskich producentów urządzeń towarzyszących w znaczącym stopniu (z udziałem powyżej 10%) eksportuje swoje wyroby.

4.3. Trendy na globalnym i europejskim rynku dostaw technologii dla energetyki wiatrowej – analiza łańcucha dostaw

Brak zatwierdzonych oficjalnych planów rozwoju rynku lądowej energetyki wiatrowej podnosi ryzyko inwestycyjne i w praktyce uniemożliwia rozwój na większą skalę produkcji elektrowni wiatrowych i ich kluczowych komponentów w Polsce, choć istnieją (nieliczne) przykłady takiej produkcji.

Sektor energetyki wiatrowej, poza segmentem deweloperskim i inwestorskim, dysponuje pokaźnym 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. Np. zaawansowane technologie w zakresie produkcji najnowocześniejszych komponentów elektrowni wiatrowych – skrzydeł – stosuje LM Wind Power Blades Poland. Fabryka Aparatury i Urządzeń „Famet” S.A. jest przykładem polskiej firmy

przemysłowej, która z powodzeniem zdywersyfikowała swoją działalność w kierunku dostaw komponentów na rzecz energetyki wiatrowej. Jest wiele firm działających w otoczeniu oraz w różnych miejscach łańcucha dostaw, w jakim nowe technologie wprowadzane są na rynek. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej jest największym stowarzyszeniem OZE w Polsce, zrzeszającym niemal 100 firm, wśród których jest wielu deweloperów, inwestorów i operatorów farm wiatrowych. Flagowym przedsięwzięciem w zakresie przemysłu produkcji urządzeń dla lądowej energetyki wiatrowej była produkcja w Polsce skrzydeł do wirników elektrowni wiatrowych w fabryce LM w Goleniowie, ale rola i ilość firm wiatrowych w łańcuchu dostaw jest mniejsza niż w fotowoltaice, dlatego opis łańcucha dostaw komponentów i technologii energetyki wiatrowej oparty będzie na publikacjach zagranicznych.

Na rysunku 20. pokazano udziały w latach 2010-2018 w rynku 10 największych producentów turbin wiatrowych (tzw. OEM – *Original Equipment Manufacturers*), wśród których dominujące pozostały firmy europejskie, które zatrzymały ekspansję firm chińskich i dominują także na rynku polskim (Vestas, Siemens/Gamesa, Enercon, Nordex, GE).

Jeśli chodzi o rynek krajowy warto zwrócić uwagę na poniżej opisane firmy.

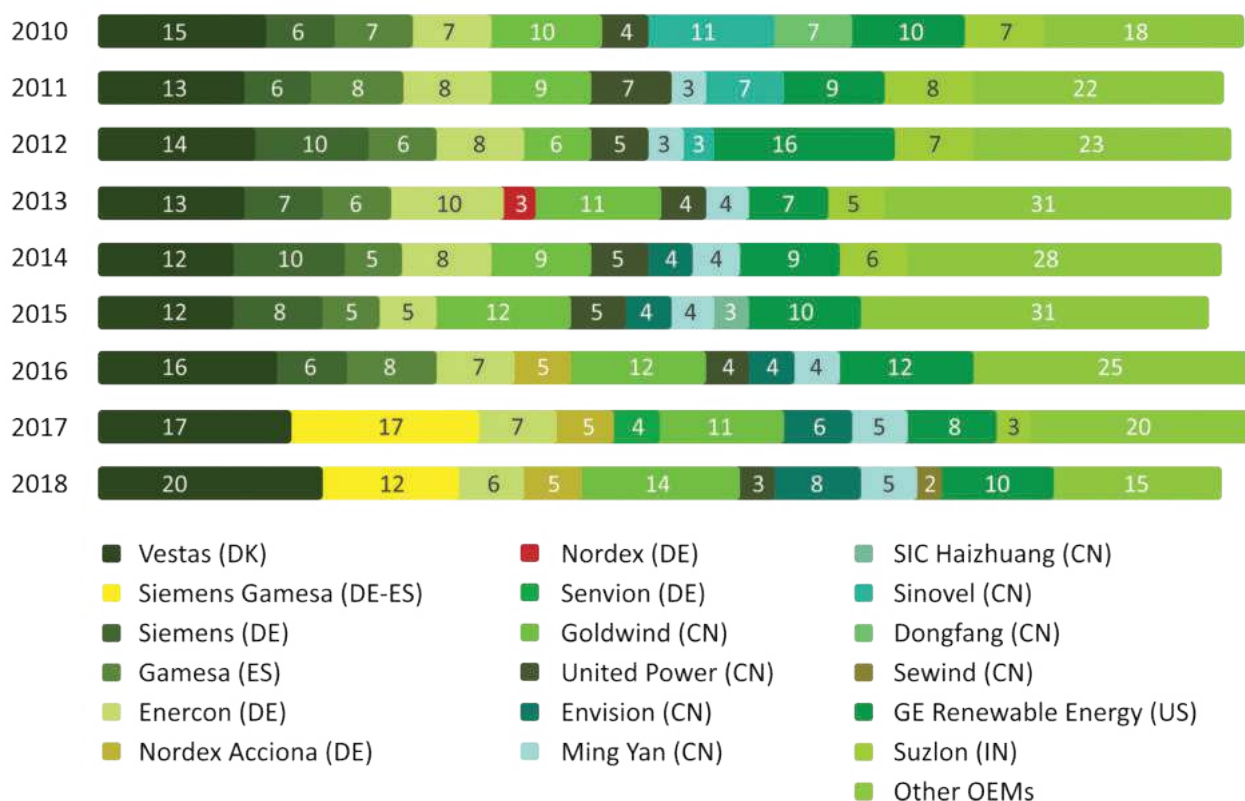
Vestas Wind Systems: Lider polskiego rynku energetyki wiatrowej. Vestas działa w branży wiatrowej od lat 70. XX wieku, ma siedzibę w Aarhus w Danii, a obecnie zainstalował ponad 100 GW w 80 krajach i ma największy

zasięg geograficzny spośród wszystkich producentów (w 2018 roku działał na 39 rynkach na całym świecie). Różnorodne portfolio turbin wiatrowych na lądzie obejmuje głównie typoszerzeg V90-2MW do V162-5.6 MW, w ramach platformy Enventus zaprezentowanej na początku 2019 roku. Turbiny wiatrowe morskie są dostarczane w ramach joint venture z Mitsubishi Heavy Industries (MHI Vestas), typoszerzeg obejmuje głównie turbiny V164 od 8 MW do 9,5 MW. Był to również pierwszy producent OEM, który zaoferował komercyjnie morską turbinę wiatrową o mocy 10 MW.

Nordex: Niemiecki Nordex, popularny na rynku polskim, jest jednym z pionierów w technologii turbin wiatrowych. W 1995 r. wyprodukował pierwszą turbinę klasy Megawatt (N54 1MW). Nordex z siedzibą w Hamburgu w Niemczech ma ponad 25 GW turbin zainstalowanych na 40 światowych rynkach. W 2016 roku przejął Acciona Wind Power od hiszpańskiej grupy Acciona Energia. Połączenie dwóch producentów OEM było w zasadzie komplementarne, ponieważ produkty Nordex koncentrowały się na Europie, a lżejsze maszyny Acciony dostosowane były do rynków wschodzących. Portfolio pozostaje jednak skomplikowane, ponieważ obie firmy oferują modele 3MW. Nordex był jednym z pierwszych producentów, który wszedł do klasy 4MW z N149 – częścią swojej serii Delta 4000.

Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE): Firma założona w 2017 r. po połączeniu firm Siemens i Gamesa. Siemens był i pozostaje liderem na rynku morskiej energetyki wiatrowej, po raz pierwszy realizował projekty w Danii w 1991 r. Dostarcza niektóre z najnowszych i największych obiektów. SWT-6.0-154 firmy przekształcił się w wersję o mocy 8 MW. Od tego czasu ujawniono plany, aby turbina o mocy 10 MW działała jako odskocznia do zaspokojenia popytu, dopóki nie powstanie maszyna o mocy 12-15 MW. Fuzja objęła również Adwen, morską spółkę joint venture pomiędzy Gamesą i Arevą. Siemens działa na rynku energetyki wiatrowej od 1980 roku dzięki przejęciu duńskiej firmy Bonus, głównie w Europie i Stanach Zjednoczonych. Gamesa weszła do sektora wiatrowego w 1994 r. i stała się wiodącym dostawcą turbin w Indiach, miała znaczne udziały w rynku w Ameryce Łacińskiej, a także na rynku hiszpańskim. Na lądzie SGRE oferuje gamę maszyn o mocy 2 MW i ograniczoną ofertę 3 MW i 4 MW. SGRE z siedzibą w Madrycie zainstalował około 90 GW na całym świecie. Na rynku polskim obecny głównie jako Gamesa.

Enercon: Firma założona w 1984 roku przez inżyniera Aloya Wobben (do dziś firma rodzinna zlokalizowana w Aurich w Dolnej Saksonii), ma obecnie prawie 30 000 turbin zainstalowanych na całym świecie. Portfolio



Rysunek 20. Udziały w latach 2010-2018 w rynku 10 największych producentów turbin wiatrowych (OEM).

Źródło: JRC.



produktów waha się od <1MW do nowego E-138 4,2 MW. W 2017 r. Enercon nabył holenderskiego producenta turbin Lagerwey i wykorzystuje jego generatory na magnesach stałych o mocy 4,5 MW jako podstawę nowej serii turbin lądowych o mocy 5 MW +. Enercon z siedzibą w Niemczech skoncentrował się na działalności w Europie, z pewnym sukcesem także w Kanadzie i Brazylii. Nie zdecydował się na wejście w segment offshore, do USA ani na rynki azjatyckie, ale ma wiodącą pozycję w Niemczech. W Polsce słabo obecny, ze względu na wysokie ceny urządzeń, funkcjonuje jednak np. farma wiatrowa na górze Kamieński oraz szereg mniejszej skali turbin używanych.

Senvion: Założony w 2001 roku jako REpower, szybko zaprezentował morską turbinę wiatrową o mocy

5 MW, która stanowiła podstawę obecnego modelu 6,3 MW firmy. W 2007 r. Senvion został przejęty przez indyjskiego producenta Suzlon, a następnie w 2015 r. sprzedany prywatnej amerykańskiej firmie inwestycyjnej Centerbridge Partners. Portfolio turbin waha się od 2 MW do 4 MW, a także modelu offshore 6 MW. Opracowuje także morską turbinę wiatrową o mocy +10 MW w ramach projektu badawczego wspieranego przez UE. Senvion z siedzibą w Hamburgu w Niemczech zainstalował prawie 8 000 turbin na całym świecie o łącznej mocy około 17 GW. Na rynku polskim niekiedy obecny jako REpower.

Cały łańcuch dostaw komponentów dla ww. elektrowni wiatrowych został syntetycznie opisany i przedstawiony w formie tabelarycznej – tabela 6.

Tabela 6. Charakterystyka łańcucha dostaw technologii w energetyce wiatrowej

Element łańcucha dostaw	Skrzydła	Łożyska	Przekładnie	Systemy kontroli i sterowania	Generatory	Elementy odlewne	Wieże
Koncentracja rynku	Rynek silnie skoncentrowany, jeden zależny producent dla turbin >2MW, 50% zapotrzebowania rynku pokrywane przez producentów (CEM)	Rynek silnie skoncentrowany, 3 firmy są w stanie dostarczyć komplet elementów, tylko kilku producentów dla elektrowni typu multi-MW	Skoncentrowany, trzech dominujących producentów na rynku multi-MW, poza tym ok. 12 firm konkurujących	Rynek silnie skoncentrowany, za wyjątkiem kilku niezależnych producentów, w większości produkcja wewnętrzna	Rynek silnie rozproszony, kilkudziesięciu dostawców generatorów <1 MW, kilkunastu na rynku multi-MW	Rynek silnie rozproszony, na jego rzecz pracuje wiele firm z branży odlewniczej, wybór dostawcy zależy od lokalizacji	Rynek silnie rozproszony, na jego rzecz pracuje wiele firm z branży stalowej, wybór dostawcy zależy od lokalizacji
Liderzy rynku	• LM Glasfiber • Euros • NCI • Abekin & Rasmusesen	• SKF • NTN • Timken • Kaydon	• Winergy • Hansen • Moventas	• Mita Teknik • KKElectronic • Ingeteam	• ABB • Winergy • Elin • GE	• Sakana • Felguera Melt • Siempelkamp • Metso Foundries	• Coiper • DM • Trinity • TowerTech
Typowa strategia producenta	Dostawy wewnętrzne, outsourcing starszych modeli lub na mniej istotne rynki regionalne	Outsourcing od zaufanych i sprawdzonych partnerów biznesowych	Dla większych turbin przywiązanie do 1-2 sprawdzonych partnerów biznesowych; otwarcie na nowych dostawców pod warunkiem zapewnienia niezawodności	Wybór jednego dostawcy, zależny od strategii projektowej i typu turbiny	3-4 sprawdzonych dostawców zewnętrznych; zwykle 1-2 w przypadku większych turbin	Wybór dostawcy zależny od lokalizacji dostawy	Wybór dostawcy zależny od lokalizacji dostawy
Bariery wejścia	Rynek silnie skoncentrowany, ale podzielony pomiędzy produkcję wewnętrzną i outsourcing, silne bariery wejścia	Rynek silnie skoncentrowany, z reguły outsourcing, silne bariery wejścia	Rynek skoncentrowany, silne bariery wejścia (referencje)	Rynek silnie skoncentrowany, podzielony pomiędzy produkcję wewnętrzną i outsourcing, przeciętna bariera wejścia	Rynek rozproszony outsourcing, przeciętna bariera wejścia	Rynek rozproszony outsourcing, słaba bariera wejścia	Rynek rozproszony outsourcing, słaba bariera wejścia



Polskie firmy, poza rynkiem skrzydeł, liczą się jako poddostawcy (lub planują tego typu działalność) na rynku urządzeń takich jak przekładnie, generatory, wieże. Chodzi tu zwłaszcza o firmy górnicze, zbrojeniowe, stocznie oraz huty i odlewnie, producentów kabli. Polskie firmy najczęściej wchodzą w kooperację z unijnymi firmami OEM.

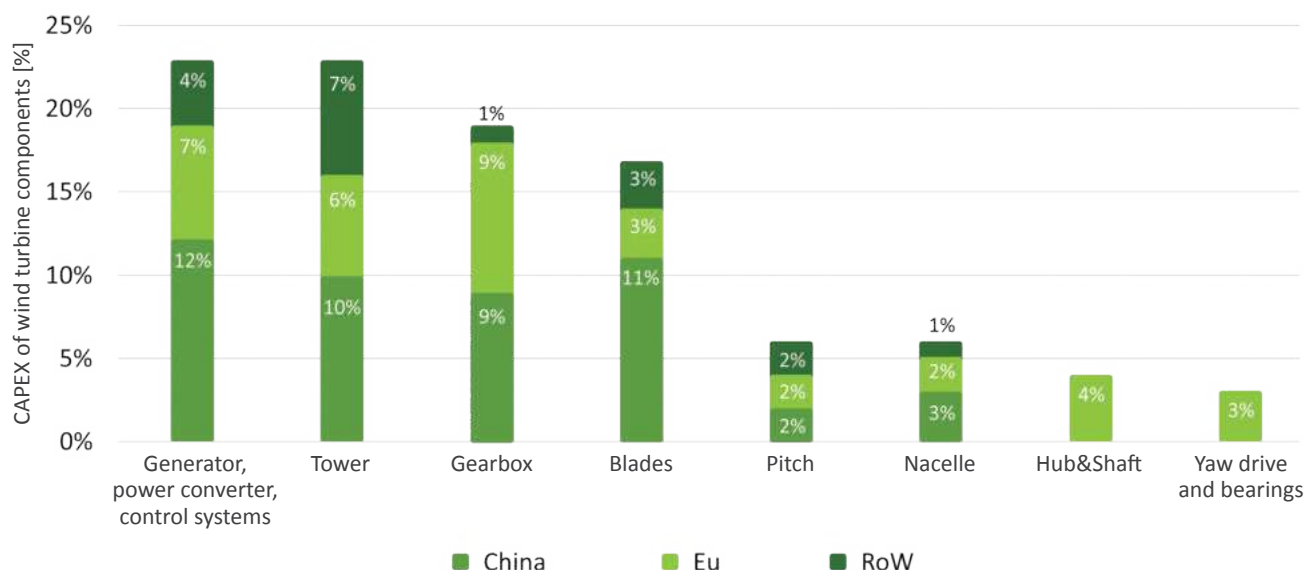
Produkty, które polskie firmy dostarczają dotychczas na rynek energetyki wiatrowej, mają różne udziały w kosztach elektrowni wiatrowych (CAPEX) – tabela 7.

Tabela 7. Podstawowe elementy turbiny wiatrowej przekładniowej²¹ i ich udziały w kosztach CAPEX.

Źródło: Oprac. IEQ.

Komponent	Udział w kosztach urządzenia	Podstawowa charakterystyka
Wieża	26,30%	Wysokość od kilkunastu do powyżej 100 m, zwykle wykonywane (w segmentach) ze stali walcowanej; niekiedy stosowane są wieże betonowe lub kratownicowe
Skrzydła	22,20%	Mają długość do powyżej 60 m, wykonywane są w specjalnie zaprojektowanych formach z materiałów kompozytowych, zwykle mieszanek włókna szklanego i żywic epoksydowych; niekiedy stosowany jest poliester i włókna węglowe w celu zwiększenia odporności struktury
Piasta wirnika	1,37%	Odlewana struktura metalowa utrzymująca skrzydła
Łożyska wirnika	1,22%	Najważniejsze elementy łożyskowe w elektrowni wiatrowej, odporne na zmienne obciążenia generowane przez wiatr
Wał główny	1,91%	Przenosi obroty wirnika na skrzynię przekładniową
Zamocowanie gondoli	2,80%	Wykonana ze stali, utrzymuje cały system napędowy turbiny (gondolę), przy wymaganym niezbyt wielkim ciężarze samej struktury stalowej
Skrzynia przekładniowa	12,91%	Jej zadaniem jest przeniesienie wolnych obrotów wirnika, w kilku fazach, na szybkoobrotowy generator
Generator	3,44%	Służy do konwersji energii mechanicznej na energię elektryczną; używane są generatory synchroniczne i asynchroniczne
Serwomechanizmy obrotu gondoli i skrzydeł	3,91%	Ich zadaniem jest obrót gondoli wraz ze zmieniającym się kierunkiem wiatru oraz ustawienie skrzydła dla uzyskania optymalnego kąta natarcia
Konwerter	5,01%	Dostosowanie prądu z generatora do wymagań sieci elektroenergetycznej
Transformator	3,59%	Dostosowanie napięcia wyjściowego do wymaganego przez operatora sieci elektroenergetycznej
System hamowania	1,32%	Umożliwia w razie konieczności zatrzymanie turbiny
Obudowa gondoli	1,35%	Lekka konstrukcja z włókna szklanego
Okablowanie	0,96%	Umożliwia podłączenie poszczególnych turbin wiatrowych do GPZ farmy wiatrowej
Śruby	1,04%	Wymagana wysoka odporność i wytrzymałość na ekstremalne obciążenia

²¹ W przypadku turbin bezprzekładniowych, jak np. Enercon, wzrasta koszt generatora oraz konwertera i transformatora i ich rola w strukturze kosztów.



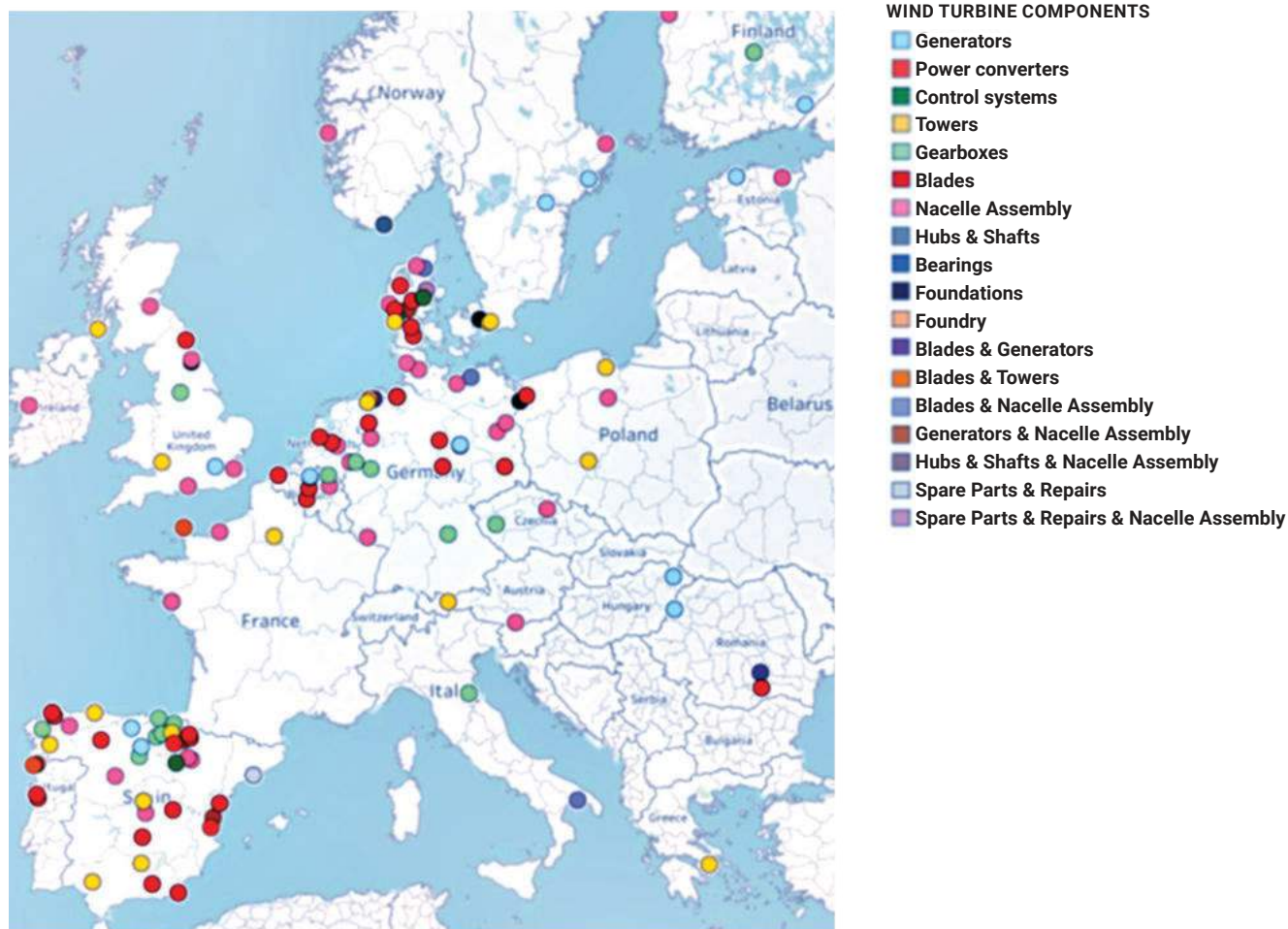
Rysunek 21. Rozkład możliwości produkcyjnych i wartości dostaw komponentów do elektrowni wiatrowych.

Źródło: JRC.

Na rysunku 21. pokazano rynek dostawców komponentów do elektrowni wiatrowych z podziałem na UE, Chiny i resztę świata.

Dane pokazują, że także w zakresie komponentów do elektrowni wiatrowych firmy europejskie w znacznej mierze zachowały znaczącą pozycję na rynku. Wykres potwierdza, jak duże znaczenie dla roli przemysłu

wiatrowego w UE ma fabryka skrzydeł w fabryce LM w Goleniowie. Przy dominującym rynku europejskim (a ostatnio także amerykańskim, gdzie obserwuje się znaczące przyrosty nowych mocy wiatrowych) znaczenie w konkurencji z chińskimi dostawcami ma też koszt transportu z Azji urządzeń wielogabarytowych (stąd m.in. wynika silna pozycja firm chińskich w dostawach małogabarytowych łożysk).



Rysunek 22. Lokalizacja fabryk komponentów elektrowni wiatrowych w UE-28.

Źródło: JRC.

Na rysunku 22. podano lokalizacje wytwórców komponentów do elektrowni wiatrowych w UE.

Poza fabryką skrzydeł, Polska na tle UE zaznacza się produkcją i dostawami wież, gondol oraz akcesoriów elektrycznych. Ogólnie w kraju produkowane są elementy, których rynek (zgodnie z tabelą 6.)

jest raczej rozproszony i charakteryzuje się niską barierą wejścia. O dalszej skali inwestycji w produkcję urządzeń dla energetyki wiatrowej zdecyduje wielkość krajowego i unijnego rynku dla lądowych farm wiatrowych oraz sposób uwzględnienia „local content” w programie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.



Analizy ekonomiczne dla energetyki wiatrowej i słonecznej w różnych wariantach ich stosowania





5.1. Fotowoltaiczna mikroinstalacja domowa

Poniżej przeanalizowana zostanie instalacja wykorzystywana przez prosumenta indywidualnego – osobę fizyczną. Moc instalacji przyjęto na poziomie 5,5 kW, ponieważ tyle wynosi średnia moc instalacji realizowanych w ramach programu „Mój Prąd”. Obecnie prosument indywidualny nie ma możliwości sprzedaży energii elektrycznej²², a z operatorem sieci rozlicza się systemem opustów.

Rozpatrzono dwa warianty – instalacja zrealizowana z dotacją 5 000 zł w ramach programu „Mój Prąd” oraz instalacja wykonana w całości z własnych środków. Nie rozpatrywano przypadku, w którym instalacja byłaby **finansowana** z kredytu. Obliczenia opierają się na prognozach IEO hurtowych cen energii oraz taryfy G. Inflacja została przyjęta na poziomie 2,5% (za NBP). Dla tego przypadku roczne koszty operacyjne przyjęto jako pomijalne. W poniższej tabeli przedstawiono wszystkie kluczowe założenia, które następnie zostały wprowadzone do modelu ekonomicznego.

Tabela 8. Założenia do analiz ekonomicznych budowy domowej prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej.

Parametry	
moc instalacji PV (kW):	5,5
cena energii elektrycznej – część zmienna G11 (zł/kWh)	0,52
prognozowana inflacja (%)	2,50%
nakłady inwestycyjne (CAPEX):	
– jednostkowe (zł / kW):	4 000
– całkowite (zł):	22 000
Finansowanie	
– kredyt (%)	0%
– dotacja (%)	23%
– środki własne (%)	77%
– kredyt	0
– dotacja	5 000
– wkład własny	17 000
– koszt kapitału własnego	3,00%
– koszt kredytu	5,00%
– prowizja	0,00%
– okres kredytowania (miesiące):	120
– WACC	2,32%
wielkość opustu dla instalacji do 10 kW	0,8
wielkość opustu dla instalacji > 10 kW	0,7
produktywność instalacji (kWh/kW):	1 000
roczny spadek mocy instalacji	0,2%
zużycie energii (kWh/rok)	3 000
udział autokonsumpcji (%)	25%
roczne koszty eksploatacyjne OPEX brutto (zł/kW)	0
koszt wymiany inwertera w 13 roku (zł)	5 500
stawka podatku PIT (%)	18%
Ulga w PIT	3 060 ²³

²² Oczekuje się, że taka możliwość zostanie stworzona po pełnym wdrożeniu nowej dyrektywy o OZE (RED II).

²³ Założono, że właściciel domu jednorodzinnego wydał w 2020 roku na zakup i montaż instalacji fotowoltaicznej 22 tys. zł. Złożył też wniosek o dotację z programu „Mój Prąd”. W ten sposób dostał zwrot części kosztów – 5 tys. zł. Rzeczywisty wydatek właściciela domu z instalacją fotowoltaiczną wynosi więc 17 tys. zł. Tyle może odliczyć od podstawy opodatkowania. Jeśli płaci podatek w wysokości 18 proc. to zaoszczędzi w wyniku ulgi termomodernizacyjnej 3,06 tys. zł. Ulgę termomodernizacyjną wykazuje się w załączniku PIT-O oraz w deklaracji podatkowej, wpisując do niej sumę odliczeń wykazanych w PIT-O.



W poniższej tabeli przedstawiono wyniki obliczeń opłacalności dwóch wariantów inwestycji: instalacji dla prosumenta indywidualnego, realizowanej z dotacją 5 000 zł w ramach programu „Mój Prąd” oraz

instalacji wykonanej w całości z własnych środków. Dla obu przypadków założenia i parametry początkowe były jednakowe.

Tabela 9. Porównanie wyników analiz ekonomicznych budowy a) bez dotacji, b) z dotacją z programu „Mój prąd” prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej.

opusty		opusty – bez dotacji	
NPV 25 lat (zł)	20 668	NPV 25 lat (zł)	16 542
IRR 25 lat	12,0%	IRR 25 lat	8,9%
SPBP (lat)	7,8	SPBP (lat)	9,9
DPBP (lat)	8,7	DPBP (lat)	11,8
LCOE (zł/kWh)	0,18	LCOE (zł/kWh)	0,23

Źródło: Oprac. IEO

Połączenie dotacji „Mój prąd” z wprowadzoną od 2019 roku powszechną możliwością wykorzystania ulgi podatkowej (także u podatników rozliczających się w pierwszym progu podatkowym wg stawki 18%) czyni inwestycje prosumenckie atrakcyjnymi, zwłaszcza w sytuacji niskich stóp procentowych i niskiego oprocentowania obligacji i depozytów bankowych.

5.2. Fotowoltaiczna mikroinstalacja u prosumenta biznesowego

Mikroinstalacja wykorzystywana przez prosumenta biznesowego ma zazwyczaj znacząco większą moc niż mikroinstalacja w gospodarstwie domowym. Moc instalacji przyjęto na poziomie 50 kW. Rozpatrzono dwa warianty – instalacji działającej w systemie opustów oraz instalacji, z której nadwyżki energii sprzedaje się do sieci po cenie rynkowej. Obliczenia opierają się na prognozach IEO hurtowych cen energii oraz taryfy C – przeznaczonej dla mikro i małych przedsiębiorstw. Udział kredytu założono na 20% inwestycji. Dla tego przypadku roczne koszty operacyjne przyjęto jako pomijalne. Inflacja została przyjęta na poziomie 2,5% za NBP. W poniższej tabeli przedstawiono wszystkie założenia.

**Tabela 10.** Założenia do analiz ekonomicznych budowy mikroinstalacji fotowoltaicznej w małej firmie.

Parametry	
moc instalacji PV (MW)	0,05
cena zmiennych składników energii w C11 (zł/MWh)	550
inflacja (%)	2,50%
<i>nakłady inwestycyjne (CAPEX):</i>	
– jednostkowe (zł/MW):	4 000 000
– całkowite (zł):	200 000
<i>koszty eksploatacyjne (OPEX):</i>	
– serwis, ubezpieczenie, podatek gruntowy (zł/MW)	100 000
– koszt wymiany inwerterów w 13. roku (zł)	13 000
<i>Finansowanie</i>	
– udział kredytu (%)	20%
– udział dotacji (%)	0%
– wkład własny (zł)	160 000
– kredyt (zł)	40 000
– dotacja (zł)	0
<i>Koszty finansowe</i>	
– koszt kapitału własnego (%)	8,00%
– koszt kredytu (%)	5,00%
– WACC (%)	7,40%
– okres kredytowania (miesiące):	120
produktywność instalacji (MWh/MW):	1 000
roczny spadek mocy instalacji (%)	0,2%
stawka amortyzacyjna (%)	10,0%
podatek dochodowy (%)	19,0%
autokonsumpcja (%)	80%

W poniższej tabeli przedstawiono wyniki obliczeń opłacalności instalacji dla prosumenta biznesowego działającej w systemie opustów²⁴.

²⁴ Teoretycznie możliwe jest, aby prosument biznesowy sprzedawał nadwyżki po średniej cenie energii z poprzedniego kwartału (po tzw. cenie URE), ale wcześniejsze analizy wrażliwości IEO wykazały, że nawet przy pełnej optymalizacji tego rozwiązania, system „opustów” z magazynowaniem energii w sieci (i nawet przy oddawaniu w ramach „opustów” 30% energii za darmo) daje korzystniejsze wyniki ekonomiczne.

**Tabela 11.** Wyniki analiz ekonomicznych budowy mikroinstalacji fotowoltaicznej w małej firmie.

system opustów	
NPV 25 lat (zł)	114 782
IRR 25 lat	15,0%
SPBP (lat)	7,4
DPBP (lat)	10,5
LCOE (zł/kWh)	0,56

Źródło: Oprac. IEO

Pomimo wyższych cen składnia zmiennego w taryfie na energię i neutralności podatku VAT oraz pomimo wyższego wskaźnika autokonsumpcji, wyniki analiz dla prosumenta biznesowego funkcjonującego w systemie opustów są gorsze niż w przypadku prosumenta indywidualnego. Przyczyną jest możliwość skorzystania przez prosumenta indywidualnego z systemu dotacji i z ulgi w PIT. Tym faktem można tłumaczyć daleko niższe od oczekiwanego tempo wzrostu rynku w segmencie „fotowoltaika prosumencka dla firm”.

5.3. Farma PV o mocy 1 MW

Rozpatrzono dwa warianty farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW zbudowanej i działającej w systemie aukcyjnym (koszyk do 1 MW) oraz elektrowni fotowoltaicznej, która sprzedaje energię w ramach PPA. Obliczenia opierają się na prognozie IEO hurtowych cen energii. Przyjęto, że instalacja wygrywa aukcję z ceną 297 zł/MWh. Udział kredytu założono na 50% inwestycji. Inflacja została przyjęta na poziomie 2,5% za NBP. W poniższej tabeli przedstawiono wszystkie kluczowe założenia.

**Tabela 12.** Założenia do analiz ekonomicznych budowy farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW.

Parametry	
moc instalacji PV (MW):	1
cena z oferty w aukcji [zł/MWh]	297,00
cena skorygowana [zł/MWh]	297,00
Nakłady inwestycyjne (CAPEX):	
– jednostkowe (zł/MW):	2 851 240
– całkowite (zł):	2 851 240
– koszt wymiany inwerterów w 13. roku (zł)	210 000
Koszty eksploatacyjne (OPEX):	
– O&M (zł/MW)	30 000
– ubezpieczenie instalacji (zł/MW)	5 500
– podatek gruntowy (zł/MW)	6 734
– rozliczenie z operatorem (m.in. dotyczące mocy biernej) (zł/MW)	6 000
– koszt dzierżawy gruntu (zł/rok)	12 750
– roczne koszty administracyjne (m.in. księgowość) (zł/rok):	6 000
– koszt profilu (zł/MWh):	-19
– koszt rozliczeń dodatniego / ujemnego salda (zł/MWh):	1
Finansowanie	
– udział kredytu (%)	50%
– udział dotacji (%)	0%
– wkład własny (zł)	1 425 620
– kredyt (zł)	1 425 620
– dotacja (zł)	0
Koszty finansowe	
– koszt kapitału własnego (%)	7,00%
– koszt kredytu (%)	4,00%
– prowizja bankowa (%)	0,00%
– okres kredytowania (miesiące):	120
WACC (%)	5,50%
Produktywność [MWh/MW/rok]	1 030
roczny spadek mocy instalacji (%)	0,55%
liczba lat amortyzacji	10
stawka podatku CIT (%)	19,0%



W poniższych tabelach przedstawiono wyniki obliczeń opłacalności dwóch wariantów inwestycji: instalacji działającej w systemie aukcyjnym z ceną 297 zł/MWh

oraz elektrowni fotowoltaicznej, która sprzedaje energię w ramach PPA. Dla obu przypadków założenia i parametry początkowe były jednakowe.

Tabela 13. Wyniki analiz ekonomicznych budowy farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW.

Wyniki – aukcja farma 1 MW		Wyniki – farma 1 MW – PPA	
NPV 25 lat (tys. zł)	786	NPV 25 lat (tys. zł)	569
IRR 25 lat (%)	9,2%	IRR 25 lat (%)	8,0%
SPBP (lat)	11,7	SPBP (lat)	13,6
DPBP (lat)	16,3	DPBP (lat)	18,6
LCOE (zł/MWh)	291	LCOE (zł/MWh)	288
Saldo 15 lat (zł)	+737 779		

Źródło: Oprac. IEO

System aukcyjny dla farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW, nawet przy uwzględnieniu wzrostu cen energii (TGeBase) w ciągu najbliższych 15 lat, daje lepsze wyniki niż jej realizacja w oparciu o przychody z umów PPA.

5.4. Ekonomia farmy wiatrowej

Rozpatrzono wariant farmy wiatrowej o mocy 12 MW zbudowanej i działającej w systemie aukcyjnym (koszyk powyżej 1 MW), sprzedającej energię wg indeksu TGeBase. Obliczenia opierają się na prognozie IEO hurtowych cen energii (oraz indeksu TGeBase). Przyjęto, że instalacja wygrywa aukcję z ceną 250 zł/MWh. Udział kredytu założono na 80% inwestycji. Inflacja została przyjęta na poziomie 2,5% za NBP. W poniższej tabeli przedstawiono wszystkie kluczowe założenia.

Tabela 14. Założenia do analiz ekonomicznych budowy farmy wiatrowej o mocy 12 MW w systemie aukcyjnym

1	Wielkość i wydajność elektrowni wiatrowej	Dane wejściowe
	Moc farmy wiatrowej [MW]	12
	Określenie wydajności elektrowni poprzez:	2530
	Wydajność elektrowni wiatrowej	29%
	Produkcja energii w roku bazowym [MWh]	30 364
	Współczynnik rocznego pogorszenia wydajności [%]	0,1%
	Czas eksploatacji elektrowni wiatrowej [lata]	25



2	Dane finansowe	Dane wejściowe
PODATEK		
	Podatek VAT – urządzenia	23,00%
	Podatek dochodowy	19,00%
AMORTYZACJA		
	Budowla (fundament + instalacja gruntowa)	4,50%
	Elementy mechaniczne i urządzenia	10,00%
	Koszt gruntu	nie dotyczy
PARAMETRY FINANSOWE I STRUKTURA FINANSOWANIA		
	Udział własny kredytu	20%
	Kredyt komercyjny	80%
	Umorzenie pożyczki	0%
	Koszt kapitału własnego	5%
	Koszt długu	7%
	Okres kredytowania	10
	Inflacja	2,5%
	WACC	5,54%
NAKŁADY NA DEVELOPMENT I NAKŁADY INWESTYCYJNE		
	Prace projektowe	1 893 500 zł
	Całkowite nakłady inwestycyjne bez VAT	70 987 280 zł
	Razem	72 880 780 zł
KOSZTY EKSPLOATACYJNE		
	Całkowite koszty eksploatacyjne (roczne)	3 420 941 zł
	Koszty ponoszone jednorazowo (monitoring+likwidacja)	5 025 000 zł
CENA ENERGII		
	Cena aukcyjna w 2020 r. [zł/MWh]	235,00
	Cena referencyjna w 2020 [zł/MWh]	250,00
Podsumowanie Parametrów finansowania		
	Całkowite zaangażowanie środków własnych (bez inflacji)	21 115 956 zł
	Całkowite zaangażowaniem środków obcych (bez inflacji)	56 789 824 zł
	RAZEM	77 905 780 zł



W poniższych tabelach przedstawiono wyniki obliczeń opłacalności dwóch wariantów inwestycji. Instalacji działającej w systemie aukcyjnym (cena poaukcyjna 250 zł/MWh) z finansowaniem bankowym.

Alternatywnie przedstawiono wyniki obliczeń opłacalności w ramach PPA. Dla obu przypadków założenia i parametry początkowe były jednakowe.

Tabela 15. Wyniki analiz ekonomicznych budowy farmy wiatrowej 12 MW w dwu reżimach sprzedaży energii.

Aukcja		PPA	
NPV	-9 269 642,21	NPV	15 246 968,97
IRR	4,26%	IRR	8,09%
PI	0,87	PI	1,21
PB	14,36	PB	10,09

Źródło: Oprac. IEO

Wobec niższych cen referencyjnych i niskich cen poaukcyjnych, system aukcyjny dla farmy wiatrowej

w ciągu najbliższych 15 lat, daje gorsze wyniki niż jej realizacja w oparciu o przychody z umów PPA.



Procedury i cykle inwestycyjne w aktualnie realizowanych projektach elektroenergetycznych OZE





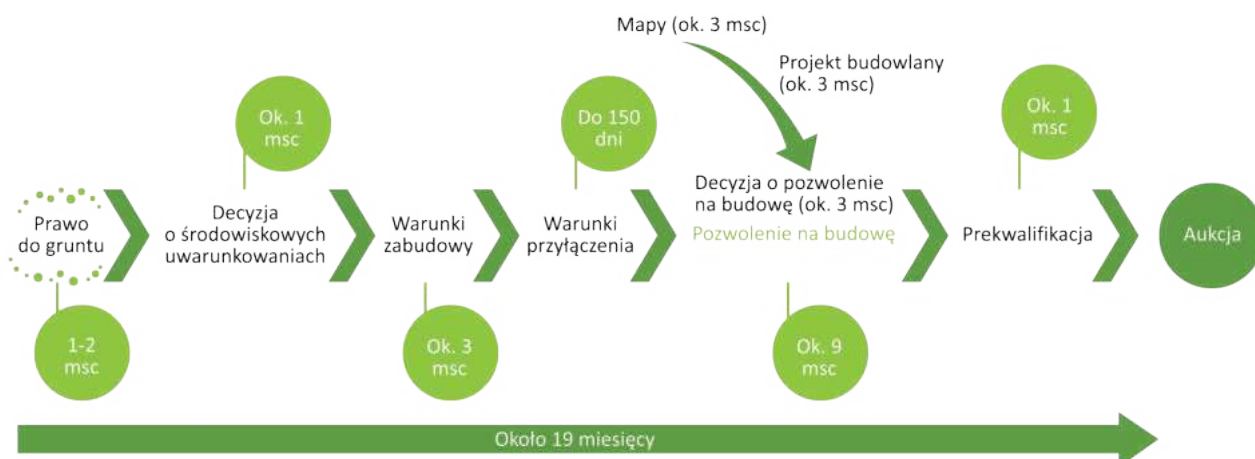
6.1. Harmonogram realizacji farmy fotowoltaicznej

Poniżej, w oparciu o dane od inwestorów i ustawowe terminy decyzji administracyjnych, przedstawiono szczegółowy harmonogram przygotowania projektu do udziału w systemie aukcyjnym oraz etapy budowy. Wskazano na podstawowe problemy sygnalizowane przez uczestników rynku: zawieranie umów kupna/sprzedaży energii, kontraktowanie dostaw urządzeń i usług itp., zagadnienia wpływające na koszty projektów i konkurencyjności. Pod tym względem obecne regulacje preferują fotowoltaikę w stosunku do innych OZE, a w szczególności farm wiatrowych, dla których zachodzi konieczność np. wykonania OOS (patrz kolejny podrozdział).

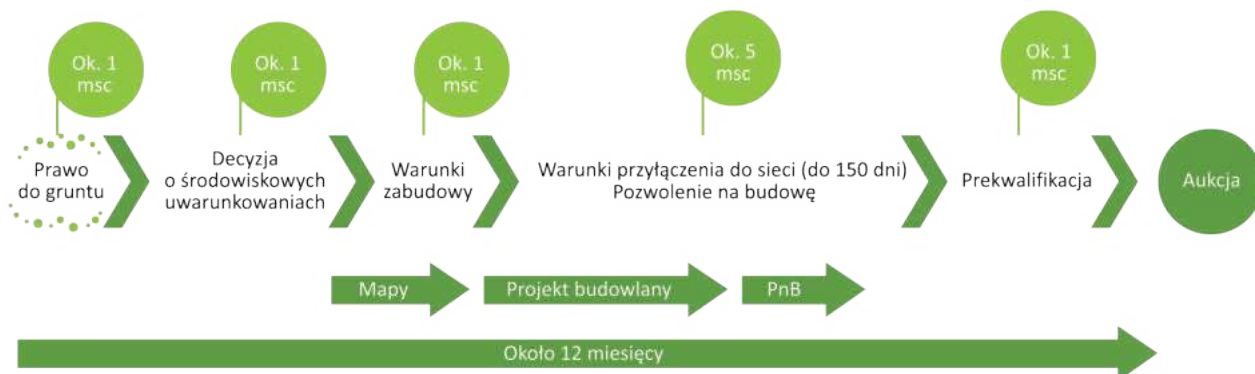
Standardowo proces developmentu dużego projektu fotowoltaicznego zależy od wyboru lokalizacji pod

instalację. Od pozyskania prawa do gruntu do uzyskania pozwolenia na budowę upływa ok. 18 miesięcy. Niektóre z etapów w tej fazie są ściśle ze sobą powiązane i od siebie zależne, stąd kolejność ich realizacji nie jest dowolna. Przykładowo, składając wniosek o wydanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej należy załączyć uzyskane wcześniej warunki zabudowy. W przypadku doświadczonego dewelopera czas ten można skrócić do 11 miesięcy – w tym samym czasie deweloper ubiega się o warunki przyłączenia do sieci oraz pozwolenie na budowę, co znacznie skraca czas realizacji projektu. Sam etap prekwalfikacji do aukcji trwa około 1 miesiąca. Na rysunku 23. przedstawiono harmonogram realizacji w systemie aukcyjnym inwestycji w warunkach standardowych (przeciętna lokalizacja i mniej doświadczony deweloper) oraz w warunkach zoptymalizowanych (dobra lokalizacja i doświadczony deweloper).

Typowy harmonogram realizacji inwestycji



Harmonogram w przypadku doświadczonych deweloperów



Rysunek 23. Harmonogram przygotowania farmy fotowoltaicznej do udziału w aukcji w warunkach standardowych oraz w warunkach zoptymalizowanych.

Źródło: Oprac. IEO

Jeśli chodzi o prace budowlane po wygranej aukcji to sam proces realizacji nie jest bardzo złożonym przedsięwzięciem. Ustawodawca daje na to co do zasady (pomijając nietypowe, wydłużone warunki realizacji projektów w stanie pandemii) 18 miesięcy. W korzystnych uwarunkowaniach samą budowę tego typu projektu można zrealizować w przeciągu dwóch i pół miesiąca, tym bardziej, że niektóre etapy budowy są realizowane równocześnie np. montaż paneli można rozpocząć już po zamontowaniu części konstrukcji, tak aby proces ten odbywał się równolegle z montażem pozostałej części konstrukcji. Inwestorzy z branży PV wyżej oceniają ryzyka związane z dewelopmentem farmy, nie zaś już z jej budową. Potwierdza to, że w przypadku doboru doświadczonego wykonawcy proces budowy powinien przebiegać bez zakłóceń i zgodnie z harmonogramem.

Sposób przeprowadzenia procesu inwestycyjnego wpływa na cenę, jaką będzie można zaoferować na aukcji (np. wobec braku opóźnień czy nieprzewidzianych postępowań odwoławczych od wydanych decyzji), ale także na cenę, jaką deweloper będzie mógł otrzymać w razie sprzedaży danego projektu (tj. każde ryzyko o charakterze istotnym stwierdzone w trakcie procesu badania prawnego projektu obniża cenę transakcyjną).

Z roku na rok można zaobserwować coraz bardziej przyjazne środowisko regulacyjne dla rozwoju OZE

w Polsce. Mimo to inwestorzy/deweloperzy napotykać podczas rozwoju projektów liczne bariery. Z przeprowadzonych na potrzeby raportu IEO „Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2019” badania rynku, inwestorzy wyróżnili kilka barier szczególnie istotnych z ich punktu widzenia na proces decyzyjny i realizacyjny²⁵. Inwestorzy zwracają uwagę na bariery po stronie administracyjnej i biurokratyczne procedury np. przestarzałe miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego uniemożliwiające realizację instalacji o mocy odpowiadającej potrzebom klienta lub w ogóle nie uwzględniające montażu instalacji, a także konieczność tworzenia instalacji OZE jedynie na gruntach nierolniczych. Ważną kwestią okazuje się również współpraca z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych. Wielu inwestorów wskazuje na zbyt długi czas oczekiwania na warunki przyłączenia w przypadku instalacji przyłączanych do sieci o napięciu powyżej 1 kV (farmy PV), jak również czas oczekiwania na wymianę liczników w przypadku mikroinstalacji.

6.2. Harmonogram realizacji farmy wiatrowej

W praktyce czas przygotowania projektu farmy wiatrowej do realizacji w systemie aukcyjnym zajmuje 4-6 lat (rysunek 24.), podczas gdy sam proces budowy i odbioru można zrealizować w ciągu 6 miesięcy.

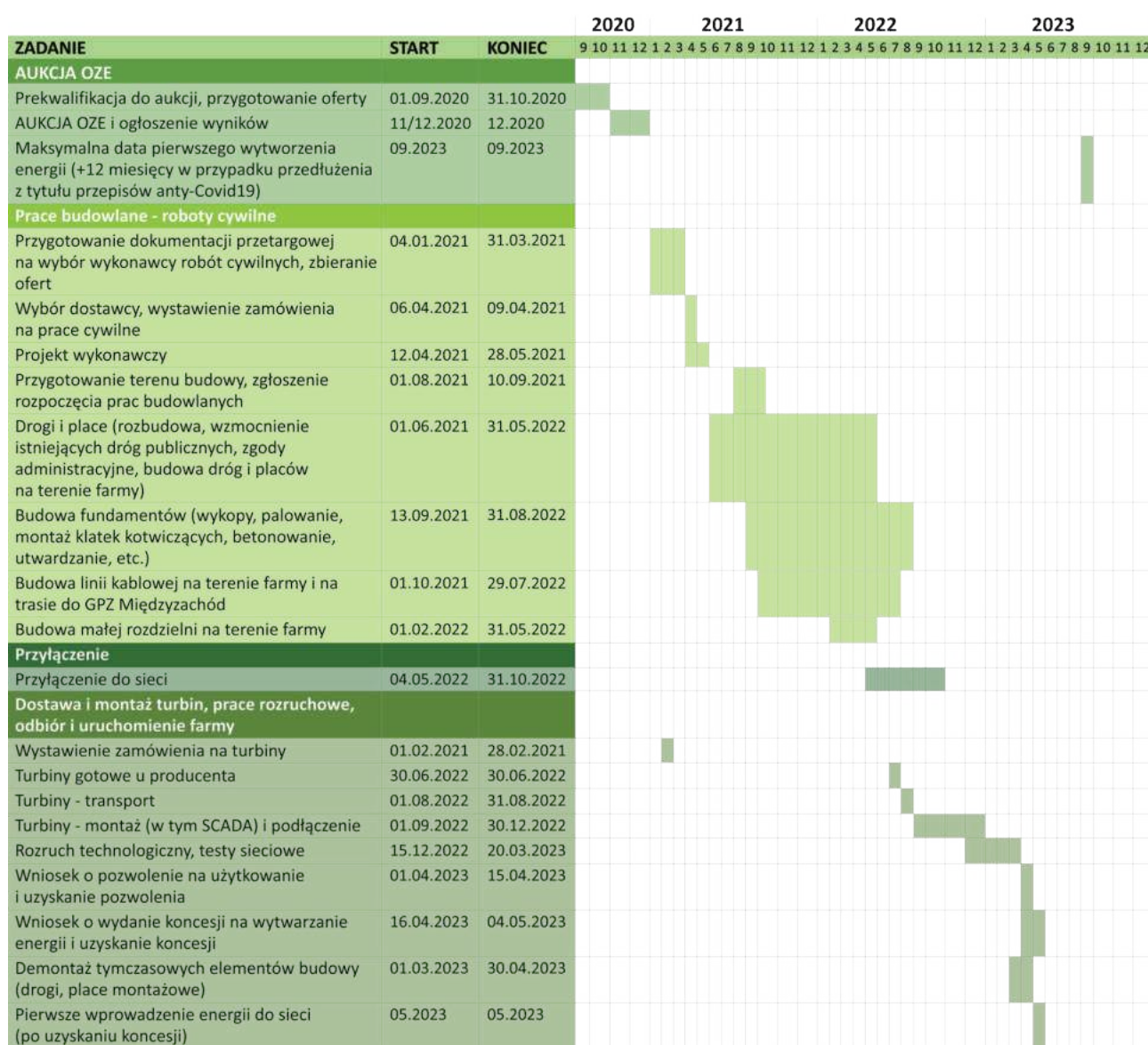


Rysunek 24. Harmonogram przygotowania farmy wiatrowej do udziału w aukcji.

Źródło: Oprac. IEO

Tabela poniżej pokazuje przykładowy harmonogram czynności pozostających do wykonania w przypadku optymalnej realizacji projektu farmy wiatrowej (projekt ma pozwolenie budowlane). Przykładowy harmonogram przewiduje organizację aukcji OZE w „końcówce” roku 2020 oraz zakłada możliwość prowadzenia prac budowlanych przez cały rok. Zgodnie z zaplanowanym kalendarzem, farma zacznie dostarczać energię do sieci (już z wydaną koncesją na wytwarzanie) w maju 2023 roku.

²⁵ Jedną z barier wymienianych przez respondentów w przypadku mikroinstalacji był art. 29 ust. 2 pkt. 16 ustawy Prawo budowlane, gdzie nałożono obowiązek uzgodnienia projektu mikroinstalacji (instalacji fotowoltaicznej o mocy do 50 kW), której moc przekracza 6,5 kW, z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej. W ustawie nie sprecyzowano jednak, jakie dokumenty mają podlegać decyzji rzeczoznawcy oraz jakie obiekty powinny podlegać uzgodnieniu.



Rysunek 25. Przykładowy, zoptymalizowany harmonogram przygotowania i realizacji farmy wiatrowej w systemie aukcyjnym.

Źródło: Oprac. IEO

W przypadku realizacji nowych projektów (start od „green field”) najdłuższe zakładane (optymistycznie) etapy to: decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji (170 dni), decyzja o warunkach przyłączenia do sieci oraz pozyskanie finansowania. OSD często wydają warunki przyłączenia właśnie pod koniec ostatecznego terminu (150 dni) lub go przekraczają, wstrzymując procedurę poprzez wymaganie dodatkowych dokumentów. Inwestorzy proponują zmniejszenie okresu oczekiwania do np. 60 dni. Faza planowania przestrzennego w Polsce wraz z przygotowaniem studium, uwzględniającego wymagania technologii OZE, zwłaszcza technologii wiatrowej, trwa do 3 lat, w przypadkach skrajnych do 5 lat. W tak długo trwającym procesie prawo nie nadąża za rozwojem technologicznym i zdobyte wcześniej pozwolenia tracą sens, bo nowa

technologia znacznie przekracza parametry zawarte w wydanych decyzjach.

Przygotowanie studium i zmian MPZP pod projekty wiatrowe zajmuje w najgorszym razie do 1500 dni (wg doświadczeń IEO, z reguły zmiana MPZP wymaga 2-3 lat). Ogólnie problemem jest fakt, że gminy nie mają w budżecie środków na zlecenie przygotowania profesjonalnego Studium stanowiącego podstawę do MPZP. Do 2010 roku powszechną praktyką było finansowanie przygotowania Studium przez inwestorów wiatrowych (drogą darowizny pieniężnej na rzecz gminy), jednakże w późniejszym okresie zostało to uznane (słusznie) za działania o charakterze korupcyjnym i praktyk tych zaprzestano. Przygotowanie profesjonalnego Studium uwarunkowań i kierunków



zagospodarowania przestrzennego, będącego podstawą do przygotowania MPZP, w przypadku uwzględnienia energetyki odnawialnej wymaga szeregu bazowych opracowań cząstkowych, których koszt jest znaczącą pozycją w budżecie gminy. Należy podkreślić, że projekty wiatrowe lokalizowane są z reguły na terenach gmin wiejskich (rolniczych) o stosunkowo niskich dochodach, które nie mogą takiego zadania zrealizować z własnych środków. **Z ww. powodów**

planowana nowelizacja ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, mająca na celu poluzowanie zasady „10H” powinna uwzględniać powyższe uwarunkowania i zaproponować rozwiązania prawne, które skracają będą i tak długie procedury zmian w MPZP, tym bardziej że: a) gminy wiejskie mają niewielki odsetek pokrycia MPZP (ok. 30%), b) istniejące MPZP bardzo rzadko uwzględniają możliwość lokalizacji farm wiatrowych.



Identyfikacja istniejących projektów farm fotowoltaicznych i wiatrowych do realizacji na zasadach rynkowych lub w systemie aukcyjnym



Poniżej przedstawiono wyniki najnowszej analizy baz danych projektów wiatrowych i fotowoltaicznych w oparciu o najnowsze dane (koniec czerwca 2020).

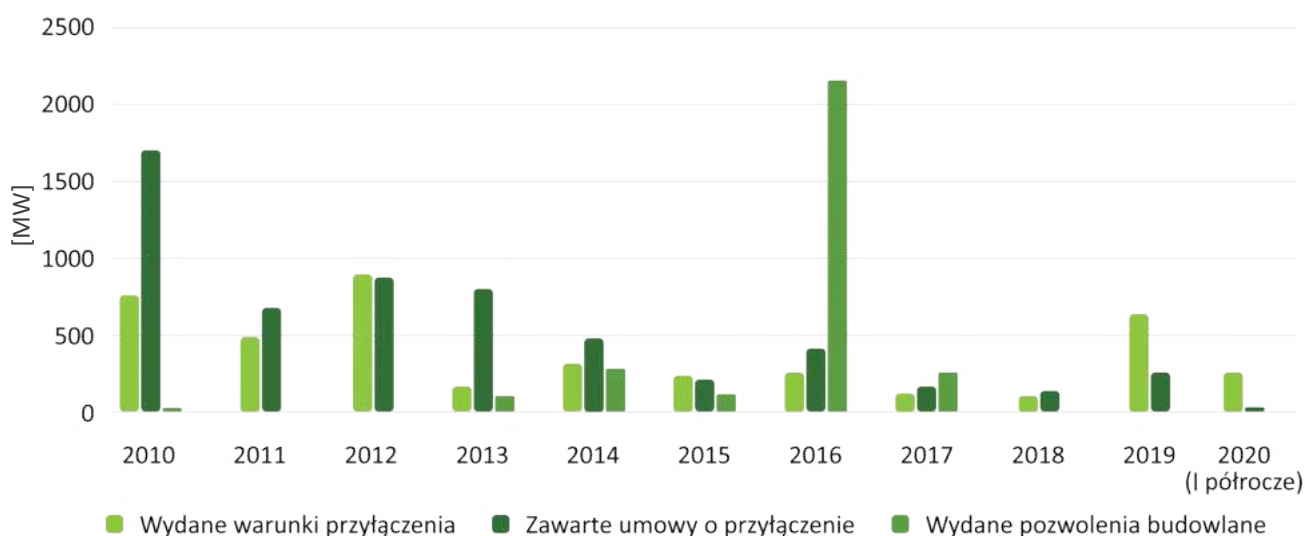
System zielonych certyfikatów oraz rosnące ceny za energię elektryczną ukształtowały rynek dużych projektów wiatrowych w Polsce. Energetyka wiatrowa przez lata była dominującym źródłem OZE w kraju. Od kiedy w 2016 roku weszła w życie ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. ustawa „10H” lub ustawa odległościowa), dopuszczająca lokalizację turbin w odległości od zabudowań nie mniejszej niż 10-krotność ich całkowitej wysokości, praktycznie żaden całkowicie nowy („green field”) projekt wiatrowy nie uzyskał pozwolenia na budowę. Aktywność rynkowa ogranicza się do formalnych, nieistotnych zmian, potwierdzających kontynuowanie działalności, niekiedy następują zmiany właścicielskie.

W 2015 roku, po załamaniu systemu świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) formalnie wprowadzono system aukcyjny. Lecz dopiero w 2018 roku projekty wiatrowe, którym udało się pozyskać pozwolenie na budowę przed wejściem w życie restrykcyjnych przepisów ustawy odległościowej, miały możliwość pozyskania 15-letniej gwarancji wsparcia w ramach tego systemu (we wcześniejszych latach projekty wiatrowe mogły startować w koszyku dla instalacji do 1 MW razem z projektami słonecznymi).

Dotychczas w dwóch przeprowadzonych aukcjach OZE (w 2018 i 2019 roku) przeznaczonych dla dużych farm wygrały projekty wiatrowe o łącznej mocy około 3365 MW, z czego ponad 2 GW projektów jest już w trakcie realizacji. Maleje liczba projektów wiatrowych z pozwoleniem na budowę (uzyskanym przed wejściem

w życie ustawy „10H”). Na ten rok planowana jest duża aukcja dla projektów wiatrowych i fotowoltaicznych powyżej 1 MW, w której szansę na otrzymanie rządowego wsparcia dostanie 1,5 GW projektów farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Według IEO na polskim rynku pozostało jeszcze 1,4 GW projektów wiatrowych z ważnym pozwoleniem budowlanym. Tegoroczne aukcje to dla tych projektów ostatnia szansa na uzyskanie wsparcia finansowego i na dokończenie procesu inwestycyjnego w ramach aukcji. Z tego wynika, że zaproponowany przez rząd wolumen na aukcje w 2020 roku nie zostanie w pełni wypełniony przez projekty wiatrowe i szansę dostaną duże projekty fotowoltaiczne o mocach powyżej 1 MW, które coraz wyraźniej zaczynają zaznaczać swoją obecność na polskim rynku OZE.

Nieznacznie lepiej sytuacja wygląda w przypadku ubiegania się inwestorów o warunki przyłączenia wydawane zarówno przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, jak i Operatora Sieci Przesyłowej. Z analiz IEO na potrzeby bazy „Projekty Wiatrowe w Polsce” wynika, że warunki przyłączenia do sieci posiadają projekty wiatrowe o łącznej mocy 7,68 GW. Warunki przyłączenia oraz ważne pozwolenie na budowę są niezbędnymi dokumentami w przypadku ubiegania się o możliwość udziału w aukcjach OZE. Tu należy podkreślić, że w statystykach zostały uwzględnione wszystkie projekty na polskim rynku (przez projekt należy rozumieć przyszłą elektrownię, która nie wytwarza jeszcze energii elektrycznej), również projekty, które wzięły już udział w aukcjach (3365 MW). Oprócz projektów, które wystartowały już w aukcji oraz tych, które prawdopodobnie wystartują w tym roku (1,4 GW), na polskim rynku pozostaje jeszcze niemal 3,2 GW projektów, które posiadają jedynie warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i nie są w stanie pozyskać pozwolenia budowlanego



Rysunek 26. Moce nowych projektów wiatrowych w latach 2010-2020 wg różnych etapów ich zaawansowania.
Źródło: Oprac. IEO



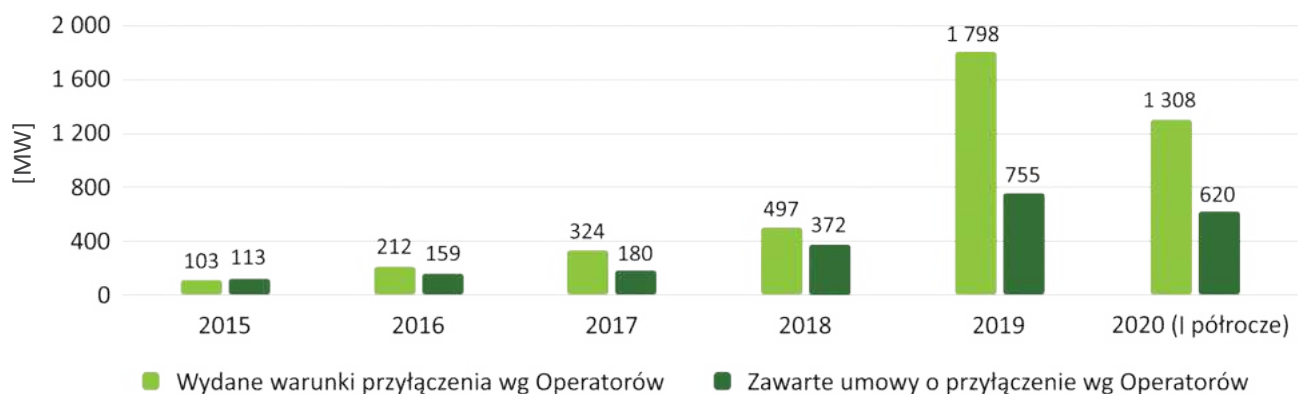
Rysunek 27. Rozkład projektów wiatrowych możliwych do realizacji w najbliższych latach.

Źródło: Oprac. IEO

ze względu na ograniczenia „10H”. Informacje płynące ze strony rządu o poluzowaniu przepisów wpływają na pojawienie się nieznacznego ruchu deweloperów i inwestorów w energetyce wiatrowej. Zaobserwować to można jak dotąd jedynie w przypadku zabezpieczania warunków przyłączenia do sieci. Nowe decyzje o przyłączeniu do sieci otrzymują zarówno projekty poprzednio już rozwijane do pewnego etapu, jak i zupełnie nowe projekty wiatrowe. W 2020 roku nowe (w tym zaktualizowane) warunki przyłączenia uzyskały 23 projekty o łącznej mocy 261 MW.

Największa łączna moc projektów elektrowni wiatrowych występuje tradycyjnie w województwach pomorskim, zachodniopomorskim i wielkopolskim. W tych województwach znajduje się 57% projektów wiatrowych, natomiast w Polsce wschodniej aktywność developerska praktycznie ustała.

Losy energetyki wiatrowej nie są jeszcze pewne. Niewątpliwie, patrząc na wydane warunki przyłączenia (3,2 GW projektów wiatrowych gotowych jeszcze do rozwoju po zniesieniu ograniczenia „10H”), energetyka wiatrowa



Rysunek 28. Moce nowych projektów fotowoltaicznych w latach 2015-2020 wg różnych etapów ich zaawansowania.

Źródło: Oprac. IEO

w Polsce ma duży i niewykorzystany potencjał. Inaczej sytuacja wygląda w przypadku technologii fotowoltaicznej. W przeciwieństwie do energetyki wiatrowej to dopiero system aukcyjny ukształtował rynek deweloperski farm fotowoltaicznych o mocach poniżej 1 MW.

Od 2016 roku widać trend wzrostowy na rynku fotowoltaicznym w przypadku ubiegania się o warunki przyłączenia do sieci i zawieranie umów przyłączeniowych. Aktualnie na polskim rynku PV rozwijanych jest ponad 4,63 GW projektów fotowoltaicznych. Projekty te są na różnym etapie zaawansowania – część ma jedynie wydane warunki przyłączenia, prawie 2,3 GW projektów PV ma już zawarte umowy o przyłączenie, a część już wzięła udział w aukcjach OZE 2 2018 i 2019 (poprzednie aukcje OZE nie są uwzględniane, bo te projekty są już wybudowane i nie obejmuje ich statystyka IEO, projekty z 2018 i 2019 roku w większości jeszcze nie powstały).

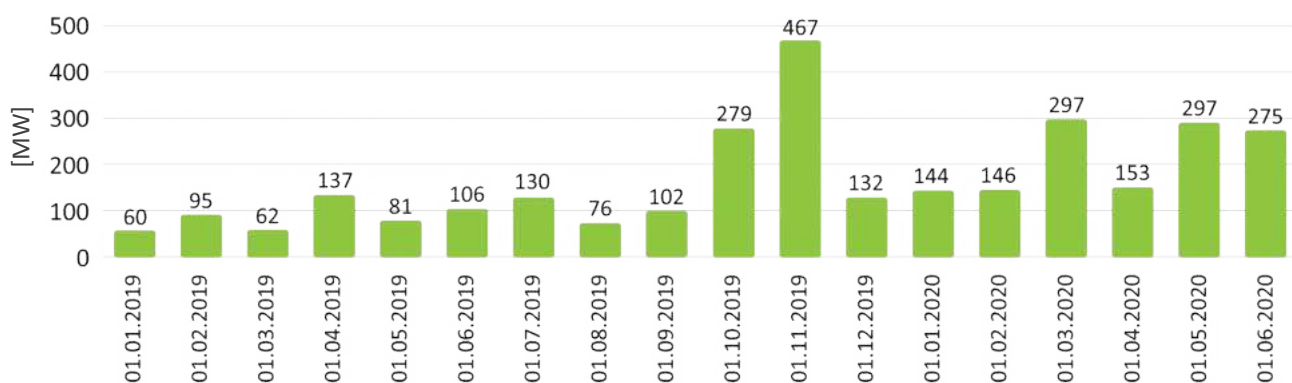
Z analiz IEO wynika, że w ciągu pierwszej połowy roku 2020 warunki przyłączenia do sieci otrzymało prawie 1000 projektów PV. W poszczególnych miesiącach pierwszej połowy 2020 roku łączna moc wydanych warunków przyłączenia była średnio 2 razy większa niż w analogicznym okresie w roku 2019. Wyjątkiem był tylko kwiecień, który zarówno w 2019 jak i 2020 roku zanotował podobne wartości w wydanych warunkach przyłączenia – por. wykres. Oznacza to niesłabnące zainteresowanie inwestorów i deweloperów rozwojem projektów farm fotowoltaicznych.

Przy zachowaniu tempa z pierwszego półrocza, w roku 2020 może paść rekord i warunki przyłączenia do sieci otrzyma ponad 2 GW projektów fotowoltaicznych. Według IEO w tegorocznej aukcji OZE dla fotowoltaiki będziemy mieć do czynienia z równie silną konkurencją, jak w poprzedniej. 15-letnie wsparcie ma szansę otrzymać 800 MW o mocy poniżej 1 MW.

Nieco inaczej sytuacja wygląda w zakresie dużych projektów fotowoltaicznych powyżej 1 MW. Projekty te dopiero zaczynają rozwijać się na rynku polskim. Tu przejściowy spadek cen energii wraz z początkiem pandemii COVID-19 wzbudzał wątpliwości (po euforii cenowej 2019 roku), czy możliwe jest wejście tych projektów na rynek (PPA) już w 2022 roku, tak jak zakładał KPEiK. W związku z tym także w tym segmencie inwestorzy liczą na aukcje. W 2019 roku po raz pierwszy duże projekty fotowoltaiczne wygrały w koszyku wiatrowym i fotowoltaicznym powyżej 1 MW – były to 3 projekty o łącznej mocy 62 MW. W tegorocznej aukcji duże projekty fotowoltaiczne będą konkurowały o 15-letnie wsparcie z projektami wiatrowymi, które jeszcze pozostały na rynku (1,4 GW). Z tego koszyka rząd chce zakontraktować 1,5 GW nowych projektów powyżej 1 MW. Prognozy przewidują, że w tej aukcji fotowoltaika ma szansę dołożyć do całkowitej mocy PV w polskim systemie od 100 MW (przy założeniu, że wszystkie projekty wiatrowe wygrają w aukcji) aż do 800 MW (projekty wiatrowe na starych technologiach sprzed 2016 roku mogą zaproponować wyższe ceny niż PV).

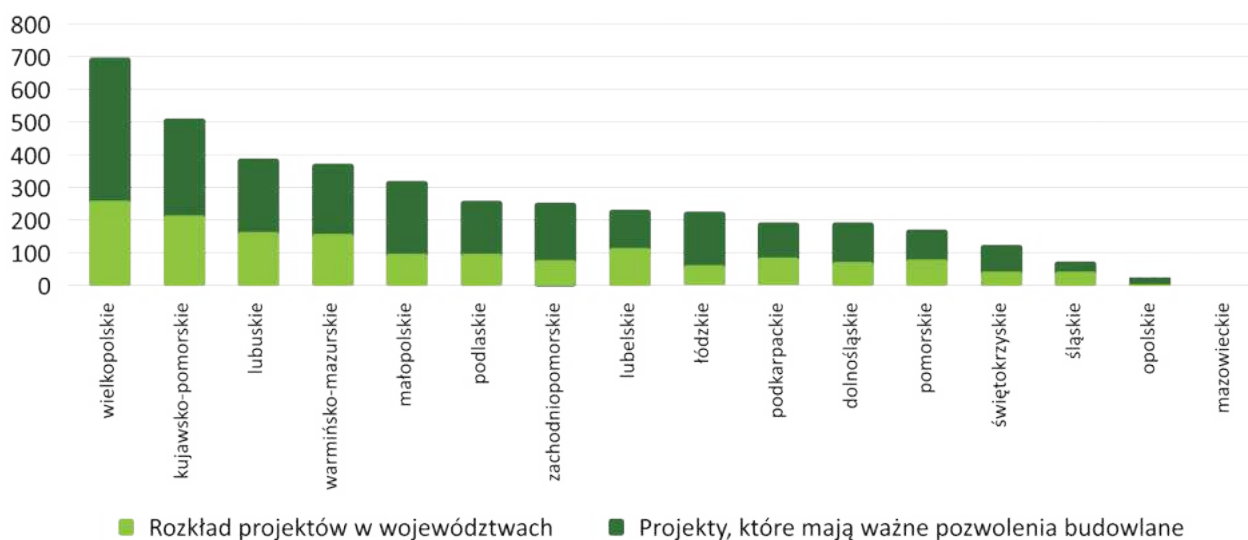
Obecnie 29 projektów PV o mocy powyżej 10 MW posiada warunki przyłączenia do sieci, a ich łączna moc przekracza 1 GW.

Zauważyć można, że największą liczbą projektów fotowoltaicznych charakteryzuje się województwo wielkopolskie. Na terenie tego województwa łączna moc rozwijanych projektów fotowoltaicznych przekroczyła 1,2 GW. Jest to województwo, które zdecydowanie zajmuje pierwsze miejsce w rankingu rozwoju fotowoltaiki w Polsce. Na drugim miejscu znajduje się woj. kujawsko-pomorskie z liczbą projektów przekraczającą 500 sztuk, jednakże z mocą ponad dwukrotnie mniejszą od Wielkopolski. Z podobną mocą projektów (niespełna 600 MW) na trzecim plasuje się województwo lubuskie.



Rysunek 29. Intensywność (rozkład miesięczny) uzyskiwania przez inwestorów warunków przyłączenia do sieci projektów fotowoltaicznych w latach 2019-2020.

Źródło: Oprac. IEO



Rysunek 30. Aktualny rozkład projektów fotowoltaicznych w regionach (aktywność deweloperów).

Źródło: Oprac. IEO

Silny trend wzrostowy fotowoltaiki w obecnym systemie wsparcia utrzyma się w najbliższych 2-3 latach. Z perspektywy inwestorów kluczowy jest system aukcyjny. Łącznie, we wszystkich dotychczas przeprowadzonych aukcjach (2016, 2017, 2018, 2019), 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 projektów 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 najwyższa w całej polskiej elektroenergetyce, uwzględniając także sektor energetyki konwencjonalnej.



Identyfikacja inwestycji na rynku urządzeń i komponentów dla OZE na przykładzie fotowoltaiki



W rozdziale przedstawiono strukturę planów produkcyjnych firm w branży fotowoltaicznej oraz oszacowano skalę zapotrzebowania na finansowanie linii produkcyjnych i rozbudowę możliwości wytwórczych w Polsce na przykładzie fabryki do produkcji ogniw fotowoltaicznych.

8.1. Plany produkcyjne i możliwe projekty inwestycyjne w przemyśle fotowoltaicznym

Moduły i ogniwa fotowoltaiczne

W sposób bardziej szczegółowy omówiono plany inwestycyjne na lata 2020-2025 firm zajmujących się produkcją ogniw i modułów fotowoltaicznych. Firmy te w 2019 roku dysponowały parkiem wytwórczym do produkcji modułów PV o zdolności produkcyjnej 320 MW/rok. Ankietowani producenci modułów wykorzystywali zdolności produkcyjne w 50%, w tym 3% produkcji przeznaczyli na eksport. Łącznie zatrudnienie przy produkcji modułów

wynosi 232 pełne etaty, czyli pond 0,7 etatu na MW zdolności produkcyjnych²⁶.

W tabelach poniżej zestawiono plany rozwojowe wiodących polskich producentów branży fotowoltaicznej na lata 2020-2025. Scenariusze dotyczą kolejno produkcji modułów oraz ogniw fotowoltaicznych²⁷. Plany zwiększania produkcji modułów PV uwzględniają zwiększenie wykorzystania zdolności produkcyjnej istniejących parków maszynowych, modernizację linii produkcyjnych oraz planowane inwestycje w rozbudowę i zwiększanie zdolności produkcyjnych.

W tab. 16. przedstawione zostały planowane wartości zwiększania rok do roku produkcji modułów PV z podziałem na kategorie modułów oraz wartości inwestycji z tym związanych. Według scenariusza producenci planują na 2025 rok łączne zwiększenie rocznej produkcji modułów PV o 870 MW/rok w stosunku do roku 2019. Koszty związane ze wzrostem produkcji ankietowanych firm wynoszą ok. 285 mln zł z planowanym największym nakładem na moduły monokrystaliczne krzemowe.

Tabela 16. Scenariusz rocznego zwiększenia mocy produkcyjnej modułów fotowoltaicznych wytwarzanych przez wiodących polskich producentów na lata 2020-2025 w przeliczeniu na MW/rok wraz z nakładami inwestycyjnymi na zwiększenie zdolności produkcyjnych.

Planowany roczny wzrost produkcji paneli PV [MW/rok]								
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Suma wzrostu produkcji do roku 2025 r.	Wartość inwestycji [mln zł]
moduły mono-Si (w tym szkło-szkło)	5	55	55	455	130	100	800	252
moduły poli-Si	5	5	5	5	10	10	40	16
moduły tandemowe		1	4	5	10	10	30	17
Suma	10	61	64	465	150	120	870	285

Źródło: Oprac. IEO

²⁶ Niektóre z firm mają rozbudowane laboratoria badawcze, których zatrudnienie zostało doliczone do produkcji wyrobu podstawowego, nad którego rozwojem pracują.

²⁷ Pod warunkiem ochrony krajowych producentów, wprowadzenia granicznego podatku węglowego, przejściowego wsparcia do inwestycji.



Szacuje się, że skumulowana zdolność produkcyjna krajowych producentów poddanych analizie w 2025 roku będzie wynosić ok. 1,5 GW, a wykorzystanie zdolności wzrośnie do poziomu 70-75%. Po uwzględnieniu zdolności produkcyjnych sprzed 2020 roku i corocznego wzrostu wykorzystania zdolności produkcyjnych oraz nowych mocy produkcyjnych, łączna produkcja modułów PV analizowanych fabryk w 2025 roku przekroczy poziom produkcji 1 GW/rok.

W tabeli 17. przedstawione zostały wartości planowanego rocznego wzrostu zdolności produkcyjnych

wytwarzania ogniw fotowoltaicznych na lata 2020-2025 z podziałem na różne technologie produkcji. Łączny wzrost zdolności produkcyjnych w 2025 roku szacuje się na poziomie 300 MW dla ogniw krzemowych i ponad 900 GW dla nowych typów ogniw, w tym tandemowych. Szacowana łączna wartość inwestycji w rozwój firm na produkcję ogniw PV wynosi ponad 1 mld zł. Dodatkowo do 2025 roku firmy planują przeznaczyć kwotę w wysokości co najmniej 185 mln zł na badania i sprzęt laboratoryjny nakierowany na innowacyjne technologie ogniw fotowoltaicznych.

Tabela 17. Scenariusz inwestycji polskich firm w produkcję ogniw fotowoltaicznych w latach 2020-2025 w przeliczeniu na MW/rok wraz z nakładami inwestycyjnymi.

Planowany roczny wzrost zdolności produkcyjnych ogniw [MW/rok]							Suma wzrostu zdolności produkcyjnych	Wartość inwestycji [mln zł]
	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
ogniwa SI			1	9	90	200	300	325
inne ogniwa		12		120		500	632	710
Suma		12	1	129	90	700	932	1035

Źródło: Oprac. IEO

Zakładając, że do 2025 roku krajowy rynek będzie generował zapotrzebowanie na moc fotowoltaiczną rzędu 0,9–1,2 GW/rok (rys. 9. w kolejnym rozdziale dotyczącym mapy drogowej) i przy planowanym wykorzystaniu zdolności produkcyjnych, poziom produkcji modułów fotowoltaicznych przez ankietowane firmy może pokryć 85–113% krajowego zapotrzebowania. Natomiast pełne wykorzystanie zdolności produkcyjnych umożliwiłoby eksport modułów na poziomie 30–50% ilości wytworzonych produktów. Łączna kwota przewidywalnych nakładów inwestycyjnych na poszerzanie i zwiększanie zdolności produkcyjnych wśród ankietowanych firm produkujących moduły i/lub ogniwa PV sięgnie 1,5 mld zł (średnio 250 mln zł/rok).

Konstrukcje wsporcze i systemy mocowań

Poziom rocznych zdolności produkcyjnych ankietowanych firm, które zajmują się produkcją konstrukcji wsporczych i mocowań, szacuje się na ponad 1,3 GW/rok. W 2019 roku wykorzystanie zdolności produkcyjnych wynosiło ok. 40%, a ilość wyprodukowanych elementów szacuje się na ok. 0,5 GW. Producenci eksportują za granicę od 11% do 50% wyprodukowanych mocowań. Przy produkcji konstrukcji wsporczych dla fotowoltaiki zatrudnionych jest ok. 200 osób. W tabeli 18. przedstawione zostały plany rozwojowe ankietowanych firm, które zajmują się produkcją konstrukcji wsporczych, dedykowanych dla dachowych i wolnostojących instalacji fotowoltaicznych. Zauważalny jest znaczny przyrost produkcji konstrukcji wsporczych dla instalacji wolnostojących w latach 2020–2022. Łączna wartość planowanych inwestycji do roku 2025 w zakresie produkcji mocowań wynosi 41,0 mln zł. Poziom zwiększenia produkcji mocowań w 2025 roku szacuje się na większy o 233% w stosunku do roku 2019. W przypadku produkcji akcesoriów montażowych planowany wzrost szacuje się na 125% i obejmuje on inwestycje w wysokości 11,3 mln zł.



Tabela 18. Scenariusz inwestycji w produkcję konstrukcji wsporczych i mocujących w latach 2020-2025 wraz z szacowaną wartością inwestycji.

Planowany roczny wzrost produkcji mocowań [GW/rok]							Przyrost produkcji w latach 2019-2025 [GW]	Wartość inwestycji [mln zł]
	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
mocowania dachowe	0,09	0,07	0,08	0,07	0,06	0,04	0,41	41,0
mocowania wolnostojące	0,12	0,14	0,20	0,07	0,08	0,09	0,70	
Suma	0,22	0,20	0,28	0,14	0,14	0,13	1,11	

Źródło: Oprac. IEO

Magazyny energii

Rytm pracy źródeł fotowoltaicznych, przesunięty względem profilu zapotrzebowania na energię, stymuluje współbieżny rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej lub jej alternatywnego wykorzystania z możliwością odzysku. O ile ten drugi obszar stanowi szeroki wachlarz

technologii i rozwiązań rynkowych pozostających poza *core business* przemysłu fotowoltaicznego, o tyle magazyny energii elektrycznej mogą wchodzić w bezpośrednią relację na poziomie inwestorskim z firmami PV. Z tego względu, w Tabeli 19. przedstawiono rozpoznaną dotychczas perspektywę rozwoju magazynów energii w obrębie wiodących polskich firm.

Tabela 19. Scenariusz inwestycji w produkcję magazynów energii przez wiodące polskie firmy w latach 2020-2025 [MW/rok] wraz z szacowaną wartością inwestycji.

Planowany roczny poziom zdolności produkcyjnych magazynów energii [MW/rok]							Suma wzrostu zdolności produkcyjnych [MW/rok]	Wartość inwestycji [mln zł]
	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
scenariusz wyjściowy		341	345	350	355	360	240	26,5
scenariusz rozwojowy						700	580	81,5

Źródło: Oprac. IEO

Poziom wyjściowy zdolności produkcyjnych, na koniec 2019 r. wynosił łącznie dla różnych typów magazynów 120 MW, z perspektywą wzrostu w okresie 2020 – 2025 do 360 MW przy dodatkowych nakładach 26,5 mln zł

w tym samym okresie, z opcją niemal podwojenia do 700 MW w przypadku wzrostu popytu i rozbudowy istniejących zdolności produkcyjnych, dodatkowym nakładem 55 mln zł (łącznie 81,5 mln zł).

Okablowanie i akcesoria elektryczne

Systemy fotowoltaiczne wieńczą rozbudowane łańcuchy dostaw urządzeń i akcesoriów elektrycznych, które w znaczącym zakresie produkowane są w Polsce. Chodzi przede wszystkim o okablowanie (DC, AC), złączki, złącza kablowe, transformatory, zabezpieczenia nadprądowe PV, zabezpieczenia: przepięciowe PV, odgromowe PV, przeciwporażeniowe i uziemienia, przeciwpożarowe PV, opomiarowanie technologiczne PV, opomiarowanie rozliczeniowe, systemy monitorowania pracy instalacji PV, systemy monitorowania obiektu/terenu, aparaturę i osprzęt niezbędny do montażu instalacji i pomiarów odbiorowych.

Firmy produkcyjne urządzeń elektrycznych i elektrotechnicznych stowarzyszone z Przemysłem Panelem PV, uczestnicząc jednocześnie w pracach Polskiej Izby Gospodarczej Elektrotechniki, aktywnie śledzą trendy na rynku energii elektrycznej i zmieniające się łańcuchy dostaw dla elektroenergetyki. W efekcie nadążają z ofertą za rozwojem fotowoltaiki i systematycznie rozwijają swoją specyficzną ofertę produktową i przenoszą swoją aktywność z tradycyjnych rynków do energetyki słonecznej i jej styku z tradycyjnym systemem energetycznym.

Z jednej strony dotyczy to urządzeń i wyrobów o szerokim spektrum zastosowań w KSE, takich jak opomiarowanie rozliczeniowe wypełniające oczekiwania sieci Smart Grid – dedykowane do wszystkich podmiotów przyłączonych do sieci, z drugiej zaś – urządzeń dedykowanych specjalnie dla farm PV, takich jak układy monitorowania i nadzoru pracy zarówno paneli PV, jak i falowników.

8.2. Studium przypadku – inwestycja w fabrykę ogniw fotowoltaicznych

Analizy przeprowadzono w oparciu o ustalenia takich inicjatyw jak „Przemysłowy Panel PV” (na poziomie krajowym) oraz „Solar Europe Now” (na poziomie UE) oraz inicjatywy (w dalszej części) europejskiego przemysłu energetyki wiatrowej Wind Europe (powrót do inwestycji w lądowe farmy wiatrowe: inwestycje nowe i „repowering”).

Moduły fotowoltaiczne to kluczowy element elektrowni fotowoltaicznej – odpowiadają za ok 50% całkowitych kosztów elektrowni. Z kolei najbardziej innowacyjnym, decydującym o wydajności i najdroższym komponentem modułów fotowoltaicznych są ogniwa fotowoltaiczne – stanowią ponad 50% kosztów modułów.

Podstawy biznesowe zwiększania na dużą skalę produkcji ogniw i modułów w Polsce i utrzymania przewagi konkurencyjnej wobec globalnych dostawców np. z Azji²⁸ wynikają z następujących przesłanek (założenia uzgodnione z Fraunhofer ISE):

- 10-krotne zwiększenie skali produkcji (na przykładzie ogniw PERC) z 500 MW/rok do 5 GW/rok²⁹ powoduje obniżenie kosztów jednostkowych produkcji modułów aż o 19%, z 26,6 do 22,3 €centów/Wp,
- Wobec spadku cen gotowych modułów z 63 €centów/Wp w 2014 roku do 28 €centów/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 CO₂ w łańcuchu dostaw modułów z Chin wynosi 1,14 kgCO₂eq/Wp, podczas gdy ta sama emisja w UE wynosi 0,88 kgCO₂eq/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 €/tCO₂ dodatkowy koszt dla produktów importowanych wyniesie 1,3 €centów/Wp w 2022 r., co podniesie koszty dostaw z Chin o ok. 7%.

Koncepcja polskiej GigaFabryki polega na 10-krotnym zwiększeniu obecnych zdolności produkcyjnych krajowych firm w zakresie modułów fotowoltaicznych, które mają zdolności produkcyjne rzędu 100 MW modułów/rok, podczas gdy firmy azjatyckie dysponują fabrykami o zdolnościach produkcyjnych rzędu 1 GW/rok. Rozważane jest też stworzenie GigaFabryki opartej na najnowszych technologiach (np. HJT) modułów w strukturze holdingu, w skład którego wejdzie część z obecnych 6 krajowych producentów modułów. Inna, komplementarna i bardziej przełomowa koncepcja polega na budowie pierwszej w Polsce fabryki ogniw fotowoltaicznych, która również powinna mieć skalę

²⁸ Dekadę temu zacięklą walkę o prymat w globalnych dostawach technologii dla fotowoltaiki (PV) stoczyły UE, USA i Chiny. Z pojedynku na rządowe subwencje, wysokość ceł antydumpingowych i antysubsydyjnych oraz o niskie koszty ogniw i modułów zwycięsko wyszły Chiny. Kryzys sprzed 10 lat pokazał, że potężne programy rządowe mogą skutecznie wesprzeć przemysł, niestety stało się to w Chinach, które, w odróżnieniu od UE, wsparły programem antykryzysowym swoją branżę PV. Spowodowało to ucieczkę przemysłu innowacyjnego poza Europę. Sytuacja pandemii uzmysłowiła rządowi, że dla zachowania niezależności technologicznej i bezpieczeństwa dostaw (w tym bezpieczeństwa energetycznego), należy w UE produkować nie tylko moduły fotowoltaiczne, ale także półprodukty (tzw. wafle), a przede wszystkim ogniwa stosowane w modułach PV.

²⁹ „Przemysłowy Panel PV” w obecnym kształcie jest gotów w pierwszym etapie (do 2025) podnieść skalę produkcji modułów PV 2-krotnie).



„giga”, aby była w stanie konkurować z dostawami z Chin i mogła służyć zaspokojeniu zapotrzebowania na ogniwa krajowych i europejskich producentów modułów. Budowa GigaFabryki ogniw o wydajności 1 GW jest około 4-krotnie droższa od budowy GigaFabryki modułów. Dalsze analizy prowadzone są na przykładzie budowy GigaFabryki ogniw.

W obecnych warunkach rynkowych i globalnej konkurencji budowa, przy powyższych założeniach, GigaFabryki ogniw jest możliwa przy wsparciu finansowym ze strony Rządu RP i jego zaangażowaniu 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 ogniw w europejskim łańcuchu dostaw. Wpisanie polskich inwestycji w szersze ramy polityki UE (np. jako tzw. Projektu Wspólnego Interesu, IPCEI) zapewni im dodatkowe wsparcie i ochronę w najtrudniejszym okresie budowy przewagi konkurencyjnej w latach 2020-2025.

Założenia przyjęto dla technologii krzemowych (krzem monokrystaliczny w technologii HJT, sprawność 21-22%, 30 lat gwarancji, 40 lat żywotności) wzbogacone o warstwy półprzewodników typu perowskity, kropki kwantowe itp., które zwiększają sprawność w stosunku do obecnie dominujących na rynku technologii krzemowych typu PERC. Koncepcja jest też otwarta na uruchomienie produkcji w różnych miejscach ciągu technologicznego: krystalizacja krzemu + produkcja wafli + produkcja ogniw + produkcja modułów PV. Polskie firmy obecnie koncentrują się na możliwości zwiększenia produkcji modułów i ogniw, ale przemysł krzemowy i przemysł metali kolorowych może z czasem poszerzyć możliwości produkcyjne także w innych elementach procesu technologicznego.

Plan budowy GigaFabryki powinien uwzględniać wsparcie B+R z nowego krajowego strategicznego programu „Nowe technologie w zakresie energii” przygotowywanego obecnie w NCBiR (wstępnie zakładany budżet na strategiczne technologie sięgał 1 mld zł), w tym wsparcie dla rozwoju i wdrożenia produkcji krajowej ogniw i modułów wg nowych technologii, z równoległym rozwojem bazy laboratoryjnej i certyfikacji nowych wyrobów w kraju w formule partnerstwa przemysłowo-naukowego.

Najważniejszym instrumentem wsparcia producentów modułów, ogniw, inwerterów, mocowań, kabli i akcesoriów elektrycznych jest przewidywalny i stabilny rynek oraz świadomy klient końcowy, który mobilizuje cały łańcuch dostaw. Ale u progu gruntownych zmian kierunków inwestowania w energetyce, a w taki okres nieodwołanie weszliśmy, liczą się dodatkowe instrumenty mobilizacji kapitału prywatnego i publicznego. We współpracy z firmami z branży, IEO opracował listę działań na rzecz stymulowania inwestycji w wytwarzanie energii oraz w wytwarzanie urządzeń i komponentów dla sektora PV, w odniesieniu zarówno do inwestycji w wytwarzanie energii z PV, jak i urządzeń wchodzących w skład instalacji. Analizie poddano uwarunkowania stymulujące inwestycje w wytwarzanie urządzeń i komponentów dla OZE. Kluczowe rekomendacje przemysłu to:

- W programach wsparcia inwestycji, w szczególności PV i wiatrowych – obligatoryjne stosowanie urządzeń i dostaw wytworzonych w Europie oraz obligatoryjne kryteria, aby dostawy produktów i usług musiały być wytworzone w co najmniej 70% na terenie EU, łącznie z audytem fabryki producentów do urządzeń PV prowadzonym przez niezależną instytucję państwową raz w roku, potwierdzającym realną produkcję deklarowanego sprzętu na terytorium RP celem eliminacji nadużyć.
- Utworzenie np. instytutu dopuszczającego wyroby PV do sprzedaży, który specjalizowałby się w obszarach akredytacji, badań i certyfikacji, których wymaga fotowoltaika, zwłaszcza wielkoskalowa.
- Wsparcie firm przemysłowych programami badawczo – rozwojowymi nakierowanymi na konkretne wdrożenia.

Założenia techniczno-organizacyjne budowy dla GigaFabryki o wydajności 1 GWp/rok

W tabeli 20. zestawiono podstawowe informacje związane z wymaganiami infrastrukturalnymi przedsięwzięcia. Planowana całkowita powierzchnia zakładu na 1 MW produkcji to 120 00 m², wymagana powierzchnia hali produkcyjnej to 8 000 m², moc przyłączeniowa elektryczna 5 MW, a zapotrzebowanie na wodę 300 000 m³/rok.

Tabela 20. Wymagania infrastrukturalne Giga-fabryki ogniw PV

Wydajność 1 GW/rok	Całkowita powierzchnia zakładu na jednostkę produkcji	Wymagana powierzchnia hali produkcyjnej	Wymagana moc przyłączeniowa elektryczna	Zapotrzebowanie na wodę
	m ²	m ²	MW	m ³ /rok
Ogniwa PV	120 000	8 000	5	300 000

W tabeli 21. przedstawiony został harmonogram przedsięwzięcia inwestycji w GigaFabrykę z wyróżnieniem poszczególnych etapów. Planowana

data zakończenia budowy to grudzień 2021 roku, uruchomienie linii produkcyjnej grudzień 2022 r. i pełna gotowość produkcyjna w grudniu 2024.

Tabela 21. Harmonogram realizacji przedsięwzięcia – budowa Giga-fabryki ogniw PV

Elementy/ etapy	Data rozpoczęcia	Data ukończenia
Budowa i wyposażenie fabryki	01/2021	12/2021
Uruchomienie linii produkcyjnej ogniw fotowoltaicznych	01/2022	12/2022
Pełna gotowość produkcyjna	01/2024	12/2024

Założenia finansowe dla GigaFabryki o wydajności 1 GWp/rok

- CAPEX: 1 miliard zł
- Struktura finansowania: 15% kapitału własnego firm fotowoltaicznych, 25% dotacja z funduszu inwestycji publicznych: Funduszy Sprawiedliwej Transformacji (o ile fabryka jest zlokalizowana na terenie „powęglowym”) lub funduszu unijnego, np. IPCEI, wejście kapitałowe funduszy typu InnoEnergy lub PFR do 30%, kredyt EBI lub z krajowego systemu bankowego – do 30%
- Alternatywną formą finansowania jest wprowadzenie spółki na giełdę (GPW) lub emisja zielonych obligacji³⁰

Nie ma pewności czy i na jaką skalę polski sektor finansowy zaangażuje się w przedsięwzięcia związane z produkcją urządzeń dla fotowoltaiki. W UE, poza EIB i EBRD taką działalnością zajmuje się szereg instytucji finansowych, w tym banków: ALEXA CAPITAL, SANTANDER, HSBC, ALLIANZ, CREDIT SUISSE, WERMUTH, INNOENERGY, ABN. AMRO, APRICUM, DEMETER, SAEV, BEI. Zagrożenie geopolitycznymi skutkami pandemii

łączy UE w działaniach na rzecz przyspieszenia transformacji energetycznej i zielonej reindustrializacji. Tym razem, w dobie narastającego kryzysu klimatycznego, kryzys gospodarczy spowodowany pandemią, staje się szansą dla polskiego przemysłu OZE.

Warto podkreślić, że poza ogniwami i modułami PV są inne polskie specjalności w cyklu realizacji inwestycji PV w sektorze prosumenckim i farm fotowoltaicznych, w tym w szczególności rozwój produkcji konstrukcji wsporczych pod panele fotowoltaiczne (znaczące firmy to Corab, Remor, Budmat mające już obecnie przewagę konkurencyjną) ze szczególnym uwzględnieniem aplikacji na rynku Agrofotowoltaiki (Agr-PV) z uwagi na potencjał i potrzeby polskiego rolnictwa oraz BIPV (znaczące w Polsce możliwości integracji z sektorem budownictwa). Ważnym wsparciem dla zwiększenia wartości dodanej polskiego przemysłu fotowoltaicznego jest również branża produkcji kabli solarnych, instalacji odgromowych, akcesoriów elektrycznych, a także magazynów energii elektrycznej, a w przyszłości elektrolizerów³¹. Firmy te mają swoje plany inwestycyjne przedstawione w poprzednim rozdziale.

³⁰ Możliwości finansowania rozwoju inwestycji fotowoltaicznych (nie tylko związanych z produkcją urządzeń) obrazuje nowy indeks branżowy – URL: <https://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/1492-nowy-wskaznik-koniunktury-rynku-fotowoltaicznego-autorstwa-ieo>

³¹ Problematyka złożonych łańcuchów dostaw dla fotowoltaiki, wraz ze znaczeniem krajowej produkcji ogniw i modułów PV została szczegółowo opisana w „Mapie Drogowej Rozwoju Przemysłu Fotowoltaicznego w Polsce do 2030 roku”. URL: <https://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/1481-mapa-drogowa-rozwoju-przemyslu-fotowoltaicznego-w-polsce-do-2030-roku>



Ocena nakładów inwestycyjnych na rozwój OZE do wytwarzania energii elektrycznej do 2030 roku





W rozdziale trzecim IEO przedstawił autorskie scenariusze rozwoju inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej z OZE na bazie zmodyfikowanego KPEiK, w tym w szczególności pogłębionych analiz w zakresie scenariuszy rozwoju energetyki słonecznej i wiatrowej. Scenariusze te prowadzą do wniosku, że osiągnięcie 40% energii elektrycznej z OZE jest możliwe już w 2030 roku, w porównaniu do 32,8% – założenia zawartego w KPEiK.

Na podstawie zmodyfikowanego scenariusza KPEiK, który uwzględnia progresywny scenariusz fotowoltaiczny (12,9 GW mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych w 2030 roku) oraz zachowawczego scenariusza bazowego wiatrowego (realizacja tylko tych projektów, które uzyskały pozwolenia budowlane przed wprowadzeniem zasady „10H”) oraz po uwzględnieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych, oszacowano koszty, z jakimi wiązać się będzie transformacja energetyczna w najbliższej dekadzie w zakresie energii elektrycznej z OZE.

Tabela 22. Roczne nakłady inwestycyjne w elektroenergetyce opartej na OZE.

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

Źródło: IEO

Łączne nakłady na energetykę odnawialną w latach 2020-2030 wyniosą ponad 116,4 mld zł, w tym 101 mln zł (86%) to inwestycje w źródła pogodowo zależne i zeroemisyjne (energia słoneczna i energia wiatrowa). W szczególności 35% ogólnej kwoty stanowią morskie elektrownie wiatrowe, 23% lądowe elektrownie wiatrowe, a 28% fotowoltaika. Średnie roczne nakłady wyniosą ok. 10,5 mld zł/rok.

Na tym tle skromnie wyglądają nakłady na produkcję urządzeń dla OZE, choć te szczegółowo analizowane były tylko dla fotowoltaiki i tylko dla lat 2021-2025 (plany inwestycyjne w II połowie dekady są obecnie jeszcze trudne do przewidzenia). Zidentyfikowane nakłady inwestycyjne na produkcję ogniw, modułów i komponentów fotowoltaicznych oceniono na ponad 1,4 mld zł. Stanowi to 9% całkowitych nakładów na inwestycje w wytwarzanie energii w latach 2021-2025

w systemach fotowoltaicznych (z drugiej strony kwota ta jest porównywalna w inwestycjami w tym samym okresie w energetykę wodną czy biogaz). Trudno ocenić potrzebne nakłady i wielkość inwestycji w produkcję urządzeń dla innych rodzajów OZE.

Suma rocznych nakładów na inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej z OZE może być znacznie wyższa, o ile nastąpi szybkie i skuteczne poluzowanie zasady „10H” i znaczące przyspieszenie procesów deweloperskich w energetyce wiatrowej. Poniżej w tabeli 23. pokazano, jak zwiększają się (w stosunku do wariantu bazowego z tabeli 22.) nakłady na inwestycje w energetyce wiatrowej, w zależności od scenariusza rozwoju nowych projektów farm wiatrowych (w tabeli, w celach porównawczych, podano też nakłady, jakie zostały poniesione na farmy wiatrowe w latach 2016-2020).



Tabela 23. Nakłady inwestycyjne w sektorze energetyki wiatrowej lądowej [mld zł] w zależności od scenariusza rozwoju nowych projektów.

Scenariusz nowych mocy do 2030r.	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2021-2030
Bazowy (tab. 21)	13,2	23,0	3,1	26,1
6 GW	13,2	26,3	24,5	50,8
11 GW	13,2	26,3	50,7	76,9
12,5 GW	13,2	22,5	60,5	82,9

Źródło: IEO

Dane w tabeli wskazują, że poluzowanie zasady „10H” może powiększyć pokazane w tabeli 22. łączne nakłady na inwestycje w OZE w wysokości 116,4 mld zł do 2030 roku o odpowiednio 24,7, 50,8 lub 56,8 mld zł, w zależności od przyjętego scenariusza. Przy

scenariuszu „12,5 GW” nakłady na inwestycje na OZE w latach 2021-2030 mogą być wyższe o 50% tylko dlatego, że faktycznie nastąpi odblokowanie inwestycji wiatrowych.



Wnioski i rekomendacje dotyczące istniejących rozwiązań w zakresie identyfikacji, finansowania i realizacji projektów OZE w obszarze elektroenergetyki





Diagnoza i potwierdzone tezy

W świetle pierwszego „systemowego” opracowania IEO dla Fundacji Warszawski Instytut Bankowości w niniejszym sektorowym raporcie można było postawić dwie kluczowe tezy, jeśli chodzi o finansowanie inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej z OZE, które znajdują potwierdzenie w niniejszym raporcie:

- 1) Pokażne środki zarówno z budżetu UE 2021-2027, z Funduszu Odbudowy czy Funduszu Sprawiedliwej Transformacji i inne mechanizmy wbudowane w Europejskiej Zielony Ład są wystarczające, aby zapewnić możliwość bazowego finansowania rozwoju OZE, które powinno być uzupełnione finansowaniem z sektora bankowego, ew. z oferty publicznej inwestorów.
- 2) Problemem dla Polski, dla aktywnego zaangażowania sektora finansowego w finansowanie OZE jest brak dobrych, rozwiniętych projektów inwestycyjnych oraz brak wiedzy i praktycznych umiejętności inwestowania w nowe technologie zeroemisyjne. Dlatego problemom identyfikacji projektów inwestycyjnych poświęcono szczególną uwagę w niniejszym raporcie.

Brak w Polsce wystarczającej liczby dobrej jakości projektów z obszaru OZE do finansowania w obszarach w pełni zgodnych (kwalifikujących się do finansowania) z Europejskim Zielonym Ładem wynika z dwu równolegle działających czynników:

- a) ukierunkowania (stało się to już w pierwszej połowie kończącej się dekady) krajowej polityki energetycznej, a w ślad za tym procesów deweloperskich w Polsce, na technologie paliw kopalnych lub na technologie OZE, które w ogóle (ze względu na brak potencjału) lub w średnim terminie (wysokie koszty) nie zagrażają paliwom kopalnym,
- b) przyspieszenia wymaganego przez UE i środowiska międzynarodowe tempa redukcji emisji CO₂ i zaostrzania polityki klimatycznej na szczeblu UE oraz w skali globu (w tym powolna zmiana dotychczasowej antyklimatycznej retoryki w USA oraz wyraźna zmiana polityki klimatycznej Chin na bardziej progresywną).

W efekcie, w kończącej się dekadzie Polska i polscy przedsiębiorcy w energetyce, zamiast nadrobić dystans w rozwoju zielonej energetyki (megatrend unijny i globalny) zaczęli rozwijać projekty, które nie mieszczą się wśród szczególnie preferowanych w ramach Europejskiego Zielonego Ładu (węgiel, gaz, energetyka jądrowa). Z kolei technologie szczególnie preferowane w UE (wodór, elektromobilność, zielone

elektroogrzewnictwo, sectors coupling, w tym elektryfikacja ciepłownictwa i transportu, magazyny ciepła i energii elektrycznej) wymagają dużego udziału w Krajowym Systemie Energetycznym OZE pogodowo-zależnych źródeł zeroemisyjnych, nie w pełni sterowalnych, ale obecnie już tanich.

Od 2019 roku Polska zaczęła intensywniej rozwijać fotowoltaikę (w szczególności poprzez wsparcie dla prosumentów, a dalszej kolejności – wsparcie dla farm fotowoltaicznych w systemie aukcyjnym) i stopniowo odblokowywać rozwój energetyki wiatrowej – najtańszej technologii energetycznej (poprzez dopuszczenie wcześniej rozwiniętych projektów wiatrowych do systemu aukcyjnego), ale przy stagnacji rozwoju innych OZE (droższych i o niższym potencjale), były to działania niewystarczające, aby zwiększyć udziały energii z OZE do poziomów wymaganych przez UE i obniżyć koszty energii oraz emisję.

Na przełomie lat 2019/2020 polska polityka energetyczna, w tym kolejne spółki energetyczne będące w zasobie Skarbu Państwa, zaczęła uwzględniać konieczność „zielonego zwrotu”, ale pandemia COVID-19 i nierozwiązane problemy transformacji sektora węglowego opóźniły wdrażanie do polskiego prawa przepisów nowego pakietu klimatyczno-energetycznego (Pakiet Zimowy) i dostosowanie się do wymogów Zielonego Ładu. W nietypowej sytuacji znalazł się sektor finansowy, który już obowiązują unijne przepisy i wytyczne związane z zielonym finansowaniem, zieloną taksonomią i dążeniem do neutralności klimatycznej, a sektorem energetycznym, który w kraju w dalszym ciągu w znacznej mierze działa w oparciu o dotychczasowe regulacje (brak pełnego wdrożenia Pakietu Zimowego, w tym np. dyrektywy o OZE).

Wobec przewidywanego już wkrótce udostępnienia programów i funduszy z budżetu UE i potrzeby (zielonych) inwestycji w ramach działań antykrzysowych (anty-covidowych) na rzecz pobudzenia gospodarki, **kluczowe staje się stymulowanie nie tylko samych inwestycji w oparciu o gotowe do realizacji projekty, ale podtrzymanie (np. w fotowoltaice) oraz przyspieszenie (np. w energetyce wiatrowej) procesów deweloperskich, a także skrócenie cykli inwestycyjnych** (co się udało w sektorze prosumenckim, dzięki uproszczeniom administracyjnym).

Wnioski z analiz

Przeprowadzona analiza potwierdziła olbrzymi potencjał inwestycyjny w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE, a w szczególności w energetyce słonecznej i wiatrowej, który jest realizowany w praktyce

w systemie aukcyjnym w oparciu o efekty developmentu farm wiatrowych z lat 2010-2018 oraz o bieżące efekty developmentu farm fotowoltaicznych.

Pandemia COVID-19 nie zatrzymała procesów deweloperskich w fotowoltaice, a zapowiedź wydłużenia systemu aukcyjnego do 2026 roku nawet je wzmocniła. Jednocześnie pandemia COVID-19 wprowadziła niepewność w prognozach cen energii elektrycznej, przez co większego znaczenia dla podtrzymania i dalszego pobudzania procesów deweloperskich nabrały instrumenty wsparcia takie jak aukcje na energię z OZE, przy jednoczesnym odsunięciu w czasie (o 1-2 lata) wdrożenia na szerszą skalę realizacji inwestycji w OZE w oparciu o mechanizmy rynkowe, w tym umowy PPA.

W UE od 2017 roku nastąpiło wyraźne przyspieszenie odchodzenia w elektroenergetyce od paliw kopalnych (a w szczególności węgla) na rzecz OZE (a w szczególności energetyki słonecznej i wiatrowej). Na koniec 2019 roku po raz pierwszy OZE wyprodukowały więcej energii (40%) niż paliwa kopalne (35%). Udziały energii elektrycznej z najszybciej rozwijających się źródeł – PV i wiatru – przekroczyły 20% (22% w I kw. 2020), a udziały energii z węgla spadły do niemal 10%. Pandemia COVID-19 w kolejnych miesiącach III kw. 2020 roku przyspieszyła ww. trendy. Analiza produkcji energii ze źródeł pogodowo zależnych potwierdza, że jednoczesny rozwój energetyki słonecznej i wiatrowej „wygładza” profile produkcji energii z OZE.

Kolejne projekty polityki energetycznej (PEP’2040) oraz Krajowego planu na rzecz energii i klimatu (KPEiK’2030) podwyższają prognozy udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej (z 30 do 40% w 2030 roku), ale nie w pełni uwzględniają: szybki wzrost udziałów energii słonecznej w latach 2019-2020 (punkt wyjścia do prognoz), spadek kosztów i wzrost wydajności technologii zeroemisyjnych (przy trendach wzrostu kosztów energii z paliw kopalnych) oraz przyjazne otoczenie, jakie stwarza Europejski Zielony Ład. Można założyć, że kolejne oficjalne prognozy wkrótce będą musiały być zrewidowane (podwyższone).

Obecnie przewidywana moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych w 2030 roku oceniana przez rząd na 7 GW będzie podwyższona do 13 GW (wniosek z analiz efektów obecnych systemów wsparcia, zapowiedzi przedłużenia ich stosowania oraz trendów). W przypadku energetyki wiatrowej możliwe są co najmniej cztery scenariusze wzrostu mocy zainstalowanej do 2030 roku w stosunku do 6 GW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych obecnie. Scenariusz bazowy (stan obecny plus „4GW”) oraz trzy scenariusze zakładają wzrost mocy

zainstalowanej do 2030 roku o odpowiednio: „6 GW”, „11 GW” i „12,5 GW” (czyli w tym przypadku 18,5 GW w 2030 roku). Analiza różnic pomiędzy scenariuszami „6 GW”, „11 GW” i „12,5 GW” wskazuje na możliwe oszczędności (zmniejszenie cen energii w stosunku do scenariusza bazowego) nawet do 30 zł/MWh w 2030 roku.

Szybki wzrost rynków wytwarzania energii słonecznej i wiatrowej powinien pociągać za sobą wzrost liczby firm w łańcuchu dostaw tych technologii w segmencie produkcji urządzeń. Z uwagi na wcześniejszy etap rozwoju fotowoltaiki (niż energetyki wiatrowej) w najbliższej dekadzie należy oczekiwać szybszego spadku kosztów i poprawy sprawności w technologii ogniw i modułów fotowoltaicznych niż w technologii elektrowni wiatrowych. Oczekuje się, że efektywność komercyjnego modułu PV wzrośnie z już historycznych 16% w 2010 r. do 24% w 2025 i 25% w 2030 r., a koszty elektrowni fotowoltaicznych sumarycznie do 2030 roku spadną o niemal 40% (w stosunku do 2019 roku). Przyjazne i przewidywalne otoczenie polityczne i regulacyjne dla fotowoltaiki zwiększy liczbę firm przemysłowych zajmujących się koprodukcją energii, a w szczególności modułów i ogniw PV, co zmniejszy zależność technologiczną od Chin (skąd pochodzi obecnie ponad 80% importu dla fotowoltaiki).

W przypadku produkcji urządzeń dla energetyki wiatrowej, z uwagi na większą niepewność co do krajowego rynku i fakt, że importowane urządzenia i komponenty pochodzą zasadniczo z UE (bardziej wiarygodne źródło dostaw i silne powiązania kooperacyjne) nie należy spodziewać się znaczącego wzrostu liczby krajowych firm produkcyjnych. Polska na tle UE zaznacza się produkcją i dostawami skrzydeł do wirników, wież, gondol oraz akcesoriów elektrycznych. O dalszej skali inwestycji w produkcję urządzeń dla energetyki wiatrowej zdecyduje wielkość krajowego i unijnego rynku dla lądowych farm wiatrowych oraz sposób uwzględnienia „local content” w programie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Analizy ekonomiczne dla inwestycji w fotowoltaikę prowadzą do wniosku, że w segmencie prosumenckim wyniki dla prosumenta biznesowego funkcjonującego w systemie opustów są gorsze niż w przypadku prosumenta indywidualnego. Przyczyną jest możliwość skorzystania przez prosumenta indywidualnego z systemu dotacji i z ulgi w PIT (tym faktem można też tłumaczyć niższe od oczekiwanego tempo wzrostu rynku w segmencie „fotowoltaika prosumencka dla firm”). System aukcyjny dla farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW, nawet przy uwzględnieniu wzrostu cen energii (TGeBase) w ciągu najbliższych 15 lat, daje lepsze wyniki niż jej realizacja w oparciu o przychody z umów PPA.



W przypadku inwestycji w farmę wiatrową w systemie aukcyjnym (cena poaukcyjna 250 zł/MWh), z pozwoleniem budowlanym i technologią z 2016 roku oraz z finansowaniem bankowym, wyniki są gorsze niż przy sprzedaży energii w ramach umowy PPA. Na takie wyniki wpływają m.in. nieoptymalne rozwiązania elektrowni wiatrowych starego typu (współczynniki wykorzystania mocy ma poziomie 26% zamiast 30%) i stosunkowo niskie ceny referencyjne dla tego typu inwestycji w 2020 roku. Ograniczeniem dla dalszego udziału energetyki wiatrowej w systemie aukcyjnym w kolejnych latach będzie brak nowych, gotowych do realizacji projektów, przynajmniej do 2025 roku.

Na polskim rynku pozostało jeszcze 1,4 GW projektów wiatrowych z ważnym pozwoleniem budowlanym, uzyskanym przed wejściem w życie ustawy 10H. Tegoroczne aukcje to „ostatni dzwonek” dla tych projektów na uzyskanie wsparcia finansowego i na dokończenie procesu inwestycyjnego w ramach aukcji. Obecnie 3,2 GW projektów wiatrowych jest jeszcze gotowych do rozwoju po poluzowaniu „10H”, ale przewidywane długie cykle inwestycyjne, związane w szczególności z czasem niezbędnym na zmiany w MPZP w projektowanych nowych wymogach prawnych (m.in. wydłużone okresy na konsultacje społeczne) mogą utrudnić wykorzystanie tego potencjału inwestycyjnego i osłabić zaangażowanie deweloperów w rozwój nowych projektów typu „green field”.

Aktualnie na polskim rynku PV rozwijanych jest ponad 4,63 GW projektów fotowoltaicznych. Projekty te są na różnym etapie zaawansowania – część ma jedynie wydane warunki przyłączenia, prawie 2,3 GW projektów PV ma już zawarte umowy o przyłączenie do sieci. Tylko w I półroczu br. pozwolenia budowlane uzyskały projekty fotowoltaiczne o mocy 620 MW (ponad 100 MW/miesiąc), co świadczy zarówno o wysokiej i niesłabnącej aktywności deweloperów, jak i dużej konkurencji projektów, które w listopadzie przystąpią do tegorocznej aukcji.

W oparciu o rynek krajowy polskie firmy rozwijają zdolności produkcyjne w zakresie produkcji urządzeń i komponentów elektrowni fotowoltaicznych takich jak moduły fotowoltaiczne, konstrukcje wsporcze, baterie, akcesoria elektryczne i elektrotechniczne. Przygotowywana jest inwestycja w pierwszą w Polsce fabrykę ogniw fotowoltaicznych. Zidentyfikowane nakłady inwestycyjne na produkcję ogniw, modułów i komponentów fotowoltaicznych oceniono na ponad 1,4 mld zł, co stanowi 9% całkowitych nakładów na inwestycje w wytwarzanie energii w latach 2021-2025 w systemach PV.

Łączne nakłady na energetykę odnawialną w latach 2020-2030 wyniosą ponad 116,4 mld zł, w tym

101 mln zł (86%) to inwestycje w źródła pogodowo-zależne i zeroemisyjne (energia słoneczna i energia wiatrowa). W szczególności 35% ogólnej kwoty stanowią morskie elektrownie wiatrowe, 23% lądowe elektrownie wiatrowe, a 28% fotowoltaika. Średnie roczne nakłady wyniosą ok. 10,5 mld zł/rok. Poluzowanie zasady „10H” może powiększyć wykazane w tabeli 22. łączne nakłady na inwestycje w OZE w wysokości 116,4 mld zł do 2030 roku o odpowiednio 24,7, 50,8 lub 56,8 mld zł, w zależności od przyjętego scenariusza.

Rekomendacje końcowe

Kluczowe dla przeprowadzenia zielonej transformacji energetycznej w Polsce w oparciu o OZE, z wykorzystaniem funduszy i instrumentów ustanowionych przez UE w ścisłym powiązaniu z możliwościami krajowego systemu bankowego, jest szybkie i kompleksowe wdrożenie dyrektyw „Pakietu zimowego”, zniesienie blokad administracyjnych, aby było możliwe przyspieszenie procesów deweloperskich i rozwój projektów inwestycyjnych mieszczących się w ramach preferowanych przez Europejski Zielony Ład.

Warto podkreślić, że skorzystanie z mechanizmów wprowadzanych przez „Zielony Ład” nie będzie proste i wymagać będzie rozwiązań kompleksowych i na dużą skalę oraz współpracy inwestorów i sektora finansowego, a także nowego typu myślenia systemowego i strategicznego administracji i biznesu opartego na solidnych podstawach ekonomicznych.

Pomimo złożoności problemu i konieczności rozwiązań systemowych rekomendacje z niniejszego raportu kierowane zostały odrębnie do trzech głównych grup adresatów: sektora bankowego, regulatorów/ustawodawcy oraz uczestników rynku OZE.

Sektor bankowy

- a) Systematyczne budowanie kompetencji merytorycznych bankowców w kwestiach OZE, w tym w szczególności w obszarze uwarunkowań poszczególnych technologii jak i zagadnień politycznych i prawnych związanych z rozwojem OZE pogodowo-zależnych. Elementem rozwoju kompetencji powinna być wymiana informacji nt. doświadczeń z finansowania projektów OZE – zarówno w zakresie dobrych praktyk, jak i projektów, które nie odniosły sukcesu.
- b) Przygotowanie się sektora bankowego do odejścia od systemu dotacji (lub innych systemów wsparcia, jak np. aukcje) w finansowaniu OZE, na rzecz realizacji projektów na zasadach rynkowych (np. PPA). Będzie to wymagało m.in. bieżącego śledzenia

informacji w zakresie rynku energii (w tym cen energii dla odbiorców końcowych) i długoterminowych scenariuszy i prognoz jego rozwoju.

- c) Wprowadzenie specjalizacji służb kredytowych i tworzenie wyspecjalizowanych komórek dedykowanych dla rynku OZE, podobnie jak ma to miejsce na rynku nieruchomości; komórki te powinny dysponować wiedzą w zakresie niezbędnych pozwoleń administracyjnych oraz poziomu ryzyka inwestycyjnego związanego z poszczególnymi technologiami OZE (w tym np. potencjalnej produktywności); powinny również być w stanie wspomagać inwestora od początku procesu deweloperskiego (poprzez np. dystrybucję modeli finansowych lub poradników promujących dobre praktyki).
- d) Uczestnictwo w debatach o charakterze strategicznym i politycznym – zwiększenie obecności banków w debacie publicznej nt. rozwoju OZE oraz uwypuklenie zagadnień finansowania, w szczególności kwestii dotyczących zagadnień ryzyka; w szczególności powinno to dotyczyć zagadnień wymienionych poniżej w rekomendacjach dla regulatorów/ustawodawców. Udział w debacie powinien służyć wsparciu inwestorów/kredytobiorców, poprzez wypracowywanie wspólnego stanowiska z organizacjami branżowymi (np. związki pracodawców, izby gospodarcze). Rozważenie możliwości wsparcia dla projektów innowacyjnych, w szczególności dotyczących „sectors coupling” oraz magazynowania/bilansowania energii z pogo-dowozależnych OZE.
- b) Tworzenie konsekwentnych i stabilnych warunków prawnych dla rozwoju sektora; wykluczenie z praktyki regulacyjnej możliwości zmiany warunków funkcjonowania dla projektów już istniejących.
- c) Upraszczanie procedur inwestycyjnych (zasada „jednego okienka”) na etapie oceny skutków regulacji.
- d) Uwzględnienie banków jako jednego z podstawowych interesariuszy w procesie stanowienia prawa, mającego na celu rozwój OZE. Obejmuje to np. tworzenie efektywnych preferencji podatkowych (np. wyłączenie z podstawy podatku bankowego ekspozycji kredytowych na finansowanie OZE) lub zmniejszanie wag ryzyka dla adekwatności kapitałowej.
- e) Poprawa jakości dostępnej informacji publicznej z zakresu OZE, a także jej przejrzystości i łatwości dostępu (zwłaszcza w zakresie przyłączy do sieci oraz informacji przestrzennej).

Inwestorzy/ uczestnicy rynku OZE

- a) Kontakt z bankami/instytucjami finansowymi od początku procesu developmentu inwestycji.
- b) Wsparcie procesu stanowienia prawa OZE poprzez swoich reprezentantów (organizacje branżowe, izby gospodarcze itp.) pod kątem oceny możliwości finansowania inwestycji.
- c) Uwzględnianie kryteriów bankowości w początkowym okresie planowania inwestycji.
- d) Rozwój projektów mających modele biznesowe osadzone w rynku energii i instrumentach finansowych, a nie tylko z uwagi na systemy wsparcia. Projekty rozwijane z uwzględnieniem systemów wsparcia powinny mieć także alternatywną ścieżkę i zakres wdrożenia na zasadach rynkowych.
- a) Konieczność usunięcia podstawowych barier rozwojowych w przypadku OZE o najwyższym potencjale w Polsce oraz najtańszych na rynku; w szczególności chodzi tu o odblokowanie energetyki wiatrowej, poprzez efektywne usunięcie zasady „10 H”.

Regulatorzy/ ustawodawca



Raport przygotowany na zlecenie Fundacji
Warszawski Instytut Bankowości