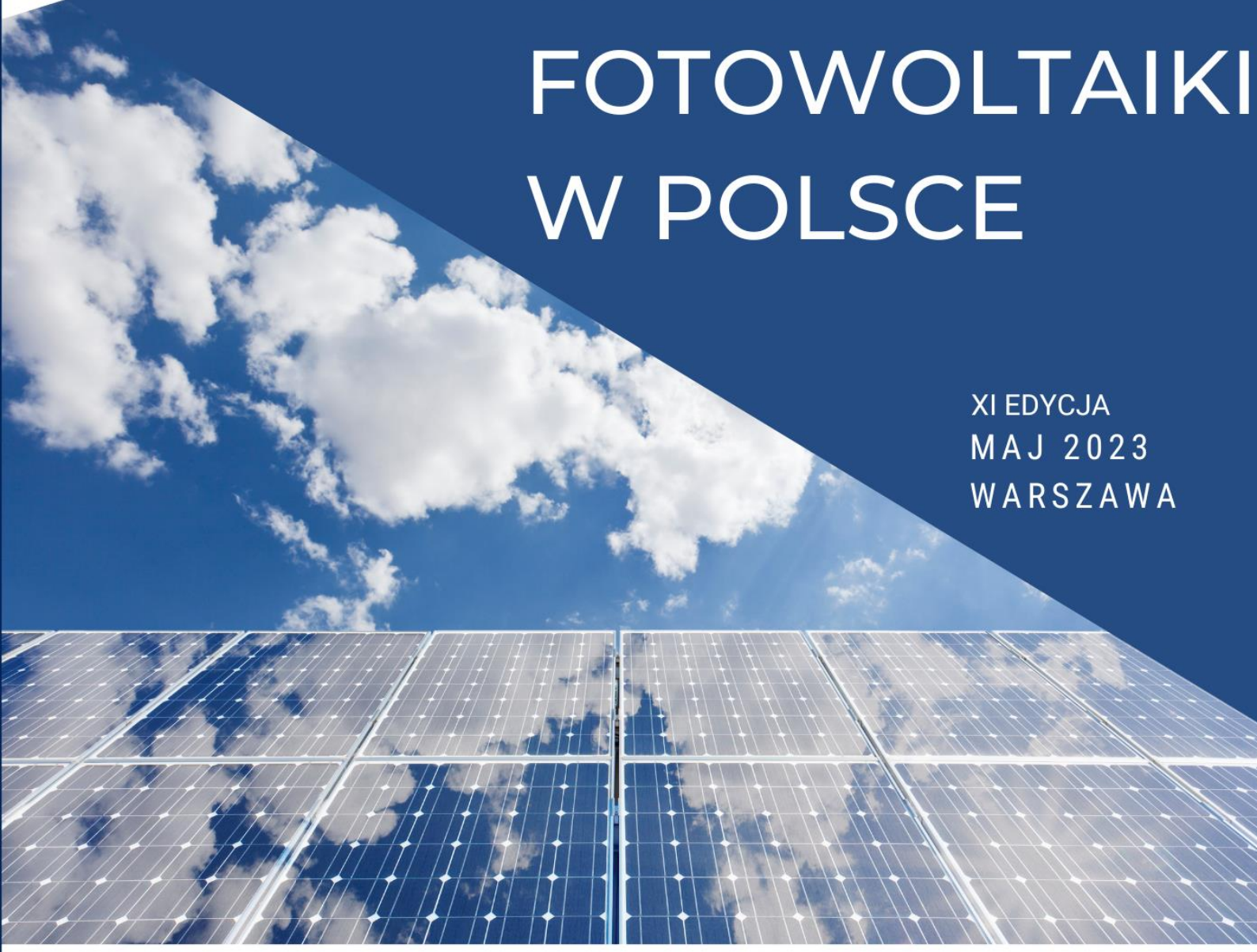
IEO
ec brec
Instytut Energetyki Odnawialnej

2023

RYNEK FOTOWOLTAIKI W POLSCE



XI EDYCJA
MAJ 2023
WARSZAWA

BayWa r.e.
Crab
edp
mBank

Instytut Energetyki Odnawialnej
ul. Mokotowska 4/6
00-641 Warszawa
Tel: 22 825 46 52
Fax: 22 875 86 78
biuro@ieo.pl

www.ieo.pl
www.sklepieo.pl
www.twitter.com/InstEneregOdnaw
www.twitter.com/Odnawialny
instytut.energetyki.odnawialnej

ZŁOCI PARTNERZY

BayWa r.e. to wiodący, działający w 30 krajach deweloper, dystrybutor oraz dostawca usług i rozwiązań z zakresu energetyki odnawialnej. Wybudowaliśmy i przyłączyliśmy do sieci instalacje o mocy sięgającej już 5 GW oraz zarządzamy przeszło 10,5 GW aktywów. W Polsce firma prowadzi działalność w zakresie rozwoju wielkoskalowych projektów farm fotowoltaicznych i wiatrowych, a także dystrybucji w sektorze energii słonecznej (hurtownia fotowoltaiczna współpracująca z firmami instalatorskimi).

CORAB S.A. jest wiodącym europejskim producentem systemów fotowoltaicznych oraz dystrybutorem urządzeń renomowanych marek branży OZE. Od ponad 30 lat firma projektuje konstrukcje i doskonali technologię wytwarzania produktów ze stali i aluminium. Spółkę wyróżniają doświadczenie, innowacyjność i kompetencje. Sprawiają one, że CORAB S.A. jest jednym z liderów branży OZE w Polsce i Europie. CORAB S.A. to pewny kontrahent w biznesie i właściwy partner do uzyskania niezależności energetycznej.

EDP Energia Polska działa na polskim rynku energetycznym od 2020 roku. Firma dostarcza klientom biznesowym rozwiązania energetyczne i fotowoltaiczne. Oferta usług obejmuje zarówno model transakcyjny, jak i PV-as-a-Service (pozwalający firmom na korzystanie z instalacji fotowoltaicznej bez żadnych początkowych inwestycji, co znacząco ogranicza wydatki za energię elektryczną). Spółka jest członkiem grupy EDP, która jest międzynarodowym liderem w dziedzinie energii odnawialnej i rozwiązań PV.

mBank był pierwszym w pełni internetowym bankiem w Polsce, a dziś wyznacza kierunek rozwoju bankowości mobilnej i online. Jest jedną z najszybciej rozwijających się marek finansowych w Polsce, od 26 lat notowaną na warszawskiej GPW. Bank rozpoczął działalność 36 lat temu jako BRE Bank. W 2013 r. nazwa mBanku zastąpiła marki BRE i MultiuBanku. Dzisiaj jest bankiem uniwersalnym, obsługującym ponad 5,5 mln klientów detalicznych i 31 tys. klientów korporacyjnych.

SREBRNI PARTNERZY

Grupa Alseva jest jednym z liderów w obszarze rozwoju OZE w Polsce. Jesteśmy deweloperem inwestycji OZE, generalnym wykonawcą EPC wielkopowierzchniowych elektrowni PV i magazynów energii, niezależnym producentem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Obecnie rozwijamy projekty o mocy ponad 7GW, z czego istotna część jest w wysokim stadium zaawansowania. Realizujemy zlecenia m.in. dla przedsiębiorstw polskiej energetyki. Corocznie przekazujemy do użytkowania nowe obiekty o mocy 150MW.

HUAWEI jako globalny lider z ponad 30 letnim doświadczeniem w branży ICT, zapewnia zaawansowane technologicznie rozwiązania dla fotowoltaiki i magazynowania energii. Zapewnienie dostępu do technologii cyfrowych dla każdej osoby, w celu stworzenia w pełni połączonego i cyfrowego świata jest misją firmy. Dzięki inwestycjom w B+R oraz strategii rozwoju zorientowanej na Klienta, Huawei tworzy zaawansowane rozwiązania Digital Power pomagając zasilić miliony domów i organizacji na całym świecie.

OX2 rozwija i buduje farmy wiatrowe oraz farmy fotowoltaiczne. Firma oferuje także zarządzanie farmami wiatrowymi i słonecznymi po zakończeniu budowy. Portfel projektów deweloperskich OX2 obejmuje inwestycje zarówno własne, jak i nabyte w drodze przejęcia praw do projektu na różnych etapach rozwoju. Firma jest również aktywna w obszarze rozwoju technologii energetyki odnawialnej, takich jak wodór i magazynowanie energii. OX2 prowadzi działalność na dziesięciu rynkach w Europie.

Polenergia Fotowoltaika jedna z najszybciej rozwijających się polskich spółek energetycznych w sektorze instalacji fotowoltaicznych. W 2021 roku zajęła 1.miejsce pod względem zainstalowanej mocy w mikroinstalacjach, wśród firm objętych badaniem przeprowadzonym przez IEO. Oferuje innowacyjne rozwiązania z zakresu fotowoltaiki, ciepła i optymalizacji zużycia energii. Wytyczamy kierunki polskiej transformacji energetycznej. Firma jest aktywnym członkiem PSES.

PATRONI HONOROWI

Ministerstwo Rozwoju i Technologii

KUKE Grupa PFR

Polska Agencja Inwestycji i Handlu Grupa PFR

NCBR Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

Związek Banków Polskich

PATRONI MEDIALNI

BANK.PL

Gaz, Woda i Technika Sanitarna

magazyn fotowoltaika

nowa Energia

TERAZ ŚRODOWISKO .pl

Dziękujemy czołowym firmom z branży fotowoltaicznej, które na potrzeby raportu wzięły udział w badaniu rynku PV

iEO
ec brec
Instytut Energetyki Odnawialnej

ZESPÓŁ AUTORSKI

mgr inż. Ryszard Ciuła
dr inż. Jacek Gajkowski
dr inż. Tomasz Kowalak
inż. Krzysztof Grochowski
mgr Krzysztof Kalinowski
mgr inż. Agata Krzyżanowska
inż. Aleksandra Sulej
dr inż. Konrad Wiśniewski

Zatwierdził
Prezes IEO, Grzegorz Wiśniewski

Kierownik projektu
mgr Marta Jedynak

Kontakt: biuro@ieo.pl

Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO) założony został w 2001 roku jako niezależna grupa badawcza/think tank. Jest pierwszym prywatnym instytutem naukowym w Polsce posiadającym głęboką znajomość całokształtu zagadnień z zakresu energetyki odnawialnej, poczynając od polityki energetycznej i prawa, prognoz cen i taryf energii elektrycznej, umów PPA, analiz ekonomicznych i finansowych w elektroenergetyce (energetyka słoneczna i wiatrowa) oraz ciepłownictwie (OZE, magazyny ciepła, integracja sektorów), a kończąc na kwestiach technicznych i projektowych. W sposób ciągły monitoruje rynek OZE i działania administracji państwowej, jak również instytucji unijnych w formule „watchdog".

IEO ma bardzo duże doświadczenie w pracach o charakterze doradcy technicznego i biznesowego (due diligence, założenia rozwiązań technicznych, programy funkcjonalno-użytkowe, studia wykonalności, biznesplany, wprowadzanie innowacji w przedsiębiorstwie) w procesach inwestycyjnych w energetyce odnawialnej realizowanych przez firmy i samorządy oraz w projektach badawczych i demonstracyjnych realizowanych w programach badawczych UE.

IEO prowadzi studia podyplomowe Energetyka Odnawialna dla Biznesu i szkolenia z zakresu technologii, rynku, ekonomiki i prawa OZE dla krajowych przedsiębiorstw energetycznych oraz zagranicznych (izby gospodarcze, banki oraz firmy energetyczne).

IEO zrealizował kilkadziesiąt ekspertyz i analiz nt. rynku energii, modeli biznesowych w energetyce odnawialnej i w przemyśle produkcji urządzeń dla OZE oraz analiz ekonomicznych i prognoz dla instytucji rządowych, publicznych, Komisji Europejskiej, klientów biznesowych, jak również dziesiątki międzynarodowych i krajowych projektów badawczych. Od 2020 roku realizuje poprzez spółkę GigaPV S.A. projekt budowy gigafabryki ogniw słonecznych nowej generacji.

Od jedenastu lat IEO wydaje coroczny raport „Rynek fotowoltaiki w Polsce".

SPIS TREŚCI

Komentarz Prezesa IEO 9

Komentarze Partnerów Raportu 12

1. Streszczenie 14

2. Strategiczne otoczenie regulacyjne i rola fotowoltaiki w realizacji celów w zakresie energii z OZE na 2030 rok 18

2.1. Rynek Fotowoltaiki – dotychczasowe trendy 25

2.2. Rynek Fotowoltaiki w Unii Europejskiej 30

3. Rynek prosumentów indywidualnych i biznesowych 33

3.1. Mikroinstalacje w okresie przejścia z systemu rozliczeń net-metering na net-billing 33

3.2. Wpływ programów wsparcia finansowego na rynek prosumencki 41

3.3. Wpływ mechanizmu rozliczeń Net-billing i dotacji „Mój prąd" na opłacalność inwestycji prosumentów indywidualnych i biznesowych 47

3.4. Wpływ net-billing i dotacji „Mój Prąd" na rynek i opłacalność magazynów energii 50

4. Rynek farm fotowoltaicznych w Polsce 60

4.1. Rozwój farm fotowoltaicznych 60

4.2. Wpływ systemu aukcyjnego na rozwój farm PV 67

4.3. Ograniczenia w dostępie do sieci 72

5. Średnioterminowa prognoza rozwoju rynku inwestycji pv 83

6. Wyniki badania firm w łańcuchu dostaw dla krajowego rynku fotowoltaiki – trendy, ceny, plany 88

6.1. Instalacje PV – struktura kosztów i trendy cenowe 89

6.2. Moduły fotowoltaiczne, inwertery i magazyny na polskim rynku 91

6.3. Dewelopment projektów Fotowoltaicznych 97

6.4. Ryzyka i perspektywy dalszego rozwoju rynku PV 99

6.5. Prognozy produktywności farm fotowoltaicznych w Polsce 100

7. Perspektywy rozwoju przemysłu PV 104

Firmy biorące udział w badaniu rynku PV 109

Produkty i analizy IEO 112

Zastrzeżenia prawne 116

KOMENTARZ PREZESA IEO

W 2022 roku fotowoltaika po raz kolejny stała się największym hitem inwestycyjnym w polskiej energetyce i wehikułem gospodarczym na skalę europejską. Raport „Rynek fotowoltaiki 2023" potwierdza, że Polska, dokładając w ub.r. niemal 4,8 GW nowych mocy, umocniła się na drugiej pozycji w Unii Europejskiej, po Niemczech, pod względem wielkości rynku. Nie jest to przypadek, ale długotrwały trend. Pod względem nowo instalowanych mocy, w 2018 roku Polska była w UE na ósmym miejscu, w 2019 – na piątym, w 2020 – na czwartym, a w 2021 – po raz pierwszy na drugim miejscu z przyrostem 3,7 GW. Konsekwentna kilkuletnia praca, głównie prywatnego sektora, przynosi efekty skumulowane. Na koniec pierwszego kwartału 2023 roku łączna moc w fotowoltaice przekroczyła 13 GW, a już na koniec 2022 roku znaleźliśmy się w pierwszej szóstce (rok wcześniej byliśmy na siódmej pozycji) w Europie pod względem łącznej mocy zainstalowanej w fotowoltaice.

Aktualna prognoza IEO wskazuje, że w ciągu zaledwie trzech kolejnych lat podwojona zostanie moc zainstalowana. Już na koniec 2025 roku w systemie energetycznym będzie pracować 26,8 GW instalacji PV, co oznacza , że Polska trafi do pierwszej trójki krajów UE pod względem łącznej mocy zainstalowanej. Stanie się czwartym wytwórcą energii elektrycznej ze słońca w Europie.

Pozostaniemy w europejskiej czołówce na stałe, ale bez dodatkowego wysiłku trudno jednak będzie nam dalej przeprowadzać transformację energetyczną opartą na fotowoltaice i OZE, trudno będzie proporcjonalnie do inwestycji zwiększać wartość dodaną i tzw. local content. Niniejszy raport potwierdza gotowość branży PV do przyjęcia roli lidera w dokonującej się transformacji energetycznej. Realizacja ambitnych celów wymaga jednak odpowiedniej strategii nastawionej na zmianę i w fotowoltaice (np. zmiana modeli biznesowych w efekcie pełnego urynkowienia PV), i w jej otoczeniu, w tym w szczególności otwarcie się na nowe moce PV w systemie energetycznym (tzw. PV hosting capacity).

Priorytetową potrzebą staje się rozwój lokalnej produkcji kluczowych komponentów dla fotowoltaiki i pełne wykorzystanie obecnie otwartego „okna czasowego" zmiany technologicznej. Technologia ogniw krzemowych PV przeszła od ogniw BSF (sprawność rzędu 18% w 2012 roku) do ogniw PERC, które zdominowane są przez dostawy z Chin (sprawność rzędu 24% w 2022 roku). W przeddzień masowej produkcji są dzisiaj ogniwa TOPCon, HJT oraz IBC o sprawnościach rzędu 25–26% i to te właśnie, wchodzące na rynek, technologie ogniw (i modułów PV) powinny być na masową skalę produkowane w Europie i w Polsce.

W ub.r. moc fotowoltaiki na świecie przekroczyła 1000 GW, w UE sięgnęła 200 GW. Szybki rozwój mocy PV stanowi wyzwanie. Także w Polsce boom fotowoltaiczny stawia wyzwania nie tylko branży PV, ale również innym uczestnikom systemu energetycznego: operatorom sieci energetycznych, instytucjom regulującym rynek, dostawcom technologii oraz dostawcom rozwiązań pozwalających na lepsze zintegrowanie źródeł fotowoltaicznych z tym systemem i prowadzących do lepszego wkomponowania paneli fotowoltaicznych w ład przestrzenny (np. agrofotowoltaika, moduły dwustronne, instalacje pływające, integracja PV z fasadami budynków, solarne drogi itp.).

Z działaniami na rzecz dalszego rozwoju energii słonecznej, zwłaszcza tymi dotyczącymi rozwoju sieci na potrzeby OZE, nie można czekać, tak jak to miało miejsce do tej pory. W sytuacji światowego kryzysu energetycznego, realnej wojny na Wschodzie, która jest też wojną o paliwa kopalne, oraz globalnych wojen handlowych w obszarze dostaw nowych, zielonych technologii, których synonimem stała się fotowoltaika, rośnie presja na skuteczną transformację energetyczną tworzoną wokół fotowoltaiki i jej komplementarnej siostry – energetyki wiatrowej.

Wobec niezwykle szybkiego rozwoju fotowoltaiki raport pośrednio zwraca uwagę na konieczność wypracowania długofalowego planu działań na rzecz poprawy warunków funkcjonowania źródeł PV w sieci energetycznej oraz rozwoju krajowego i europejskiego przemysłu PV. Potrzebna jest nowa strategia energetyczna i nowa strategia sektorowa.

W ub.r., po raz pierwszy w historii, Unia Europejska przygotowała strategię energetyki słonecznej. W EU Solar Energy Strategy Komisja zauważa, że aby skutecznie realizować cele polityki klimatyczno-energetycznej, moc zainstalowana w fotowoltaice w UE powinna wzrosnąć w ciągu najbliższej dekady czterokrotnie – z 136 GW (dane z czerwca 2021 roku) do 600 GW do końca 2030 roku. Jest to odpowiedź na amerykańską ustawę o redukcji inflacji (tzw. IRA). Jest to w zasadzie program pomocy publicznej w wysokości 400 mld USD w postaci ulg podatkowych i inwestycyjnych na rozwój nowych projektów w zakresie instalowania i lokalnej produkcji czystych technologii energetycznych, takich jak PV, aby pomóc zmniejszyć amerykańskie emisje CO_2 do 2032 roku. Unijna strategia jest też odpowiedzią na wysoce zachwiane relacje handlowe z Chinami w fotowoltaice. Chiny – w globalnym łańcuchu dostaw dla fotowoltaiki – dostarczają 76% krzemu, 90% płytek krzemowych, 77% ogniw krzemowych (stanowią 50% kosztów modułów PV) i 70% modułów PV, które stanowią 50% kosztów gotowych instalacji PV. EU Solar Energy Strategy to zatem próba ucieczki od zależności importowej do samowystarczalności.

W maju 2023 roku, gdy polskie firmy ogłosiły plany budowy małych elektrowni atomowych niemal w każdym mieście, strategię fotowoltaiczną na rzecz przyspieszonej ekspansji fotowoltaiki przyjął rząd niemiecki, który w 2030 roku chce wytarzać 80% energii elektrycznej z OZE. Strategia („Photovoltaik-Strategie") wygląda realistycznie. Aby zrealizować ten cel, planuje zwiększyć, poza inwestycjami wiatrowymi, moce zainstalowane w PV z 63 GW w 2022 roku do 215 GW w 2030 roku. Ale za tym idzie 11 konkretnych działań, takich jak np. ułatwienia w inwestycjach w farmy i instalacje dachowe PV (też „balkonowe"), szybszy rozwój sieci pod potrzeby PV, kampanie społeczne na rzecz informowania i partycypacji społecznej, spójne zmiany w prawie energetycznym i podatkowym, masowy rozwój innowacji i krajowego przemysłu produkcji komponentów PV, rozwój kwalifikacji zawodowych oraz pełne wykorzystanie instrumentów wsparcia PV, jakie daje unijna polityka.

W tym ostatnim przypadku chodzi o krajowe plany odbudowy (KPO), które w marcu br. dostały dodatkowe budżety (20 mld euro) na zielone technologie, program REPowerEU zwiększający bezpieczeństwo energetyczne członków UE w reakcji na wojnę, tymczasowe ramy kryzysowe i przejściowe (TCTF) na rzecz wsparcia zielonego przemysłu bez dotychczasowych ograniczeń w zakresie pomocy publicznej oraz nowa inicjatywa Net Zero Industry Act, która wejdzie w życie od początku 2024 roku i stworzy dodatkowe wsparcie na rzecz fotowoltaiki. Chodzi zatem o kwestie niebanalne, strategiczne.

Bycie liderem w UE i bycie liderem w polskiej energetyce zobowiązuje. Po spektakularnych sukcesach krajowej branży PV, wobec gwałtownych zmian w otoczeniu gospodarczym i przy świadomości, że w strategicznych kwestiach możliwe jest szersze porozumienie przemysłu i rządu (przykładem „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora fotowoltaiki" z grudnia 2021 roku), nadszedł czas na nową strategię. Polska potrzebuje strategii fotowoltaicznej jako flagowego elementu

aktualizowanej właśnie polskiej polityki energetycznej (PEP) oraz polskiej polityki przemysłowej, strategii rozumianej jako program realny, odpowiadający wyzwaniom i dzięki innowacjom przełamujący rosnące ograniczenia sieciowe, lokalizacyjne i operacyjne oraz prowadzący do dalszego obniżania kosztów energii dla odbiorców.

Fot. Grupa Alseva

KOMENTARZE PARTNERÓW RAPORTU

Pomimo występujących na rynku fotowoltaiki zagrożeń i wyzwań, np. nieustannie zapowiadana reforma przepisów planowania przestrzennego czy też nieprzejrzyste regulacje dotyczące przyłączenia do sieci, cieszy nas fakt, że branża PV osiągnęła 12 GW mocy zainstalowanej na koniec 2022 roku, co niewątpliwie spowodowane jest dalszym wzrostem liczby mikro oraz średnich instalacji PV. Spodziewając się istotnych zmian w zakresie regulacji sieciowych, widzimy również przestrzeń do intensyfikacji rozwoju wielkoskalowych projektów fotowoltaicznych. Nasz zespół projektowy BayWa r.e. Polska aktywnie rozwija portfel wielkoskalowych projektów fotowoltaicznych oraz hybrydowych, zwiększając o ponad połowę liczbę realizowanych projektów. Jako dystrybutor z własnymi magazynami w Polsce, BayWa r.e. Solar Systems wspiera firmy instalatorskie, dostarczając kompleksowe rozwiązania do instalacji domowych, komercyjnych i przemysłowych. Dostosowując ofertę do potrzeb rynku oraz klientów, w 2022 roku powiększyliśmy nasz asortyment o pompy ciepła, magazyny energii, gruntowe konstrukcje montażowe dla paneli i moduły Agri-PV.

Ubiegły rok charakteryzował dalszy rozwój rodzimego sektora PV. Zanotowano rekordowy poziom generacji oraz drugi pod względem wielkości przyrost nowych mocy w Europie. Chociaż brzmi to optymistycznie, powinniśmy zachować obiektywizm. Fotowoltaika odpowiadała za ok. 5% całkowitej produkcji energii elektrycznej, co oznacza, że nadal jesteśmy na początku „słonecznej" drogi. Zgodnie z prognozami, rynek PV będzie się przekształcał w kierunku bardziej dojrzałego. Czeka nas zatem wolniejszy przyrost mocy w segmencie mikroinstalacji prosumenckich. Do głosu dojdą natomiast małe instalacje biznesowe i farmy przemysłowe. Pojawiło się kilka poważnych wyzwań regulacyjnych dla rynku. Rysują się także nowe szanse, np. agrowoltaika, czyli połączone wykorzystanie jednego obszaru ziemi do produkcji rolnej jako głównego zastosowania i do produkcji energii elektrycznej za pomocą instalacji PV jako zastosowania dodatkowego. Oceniamy, że ten model ma w Polsce ogromny potencjał rozwoju.

Rok 2022 był wyjątkowy nie tylko dla branży fotowoltaicznej, ale całego sektora energetycznego. Wojna w Ukrainie, odcięcie dostaw surowców energetycznych oraz rekordowe ceny energii nie pozostawiły złudzeń – polska energetyka wymaga głębokiej transformacji oraz inwestycji w bezemisyjne i rozproszone źródła energii, a także towarzyszącą im infrastrukturę. To właśnie konsekwentna rozbudowa odnawialnych źródeł energii, a przede wszystkim mocy zainstalowanych w poprzednich latach w fotowoltaice, pomogła nam zminimalizować ryzyko braku dostaw. Tym bardziej cieszy fakt, że spowolnienie gospodarki nie zniechęciło klientów do

instalacji paneli PV, a rynek fotowoltaiki zanotował w 2022 roku kolejny wzrost. I ta tendencja będzie się utrzymywać. Obok polityki klimatycznej UE to prosumenci kształtują dzisiaj rynek, oczekując zielonej transformacji. Ta jednak wymaga zmian legislacyjnych, uproszczenia procedur oraz rozbudowy sieci dystrybucyjnej, które nadal hamują tempo inwestycji w OZE.

Rok 2022 był w Polsce kolejnym rokiem ze wzrostem inwestycji w OZE. W tym w samej fotowoltaice o ok. 60% r/r. Miało to miejsce pomimo wzrostu ryzyka regulacyjnego oraz trudności w pozyskiwaniu pozwoleń na przyłączenie. OZE są jednym z filarów Porozumienia Paryskiego i Europejskiego Zielonego Ładu. Jednym z jego strategicznych założeń jest transformacja energetyczna i osiągnięcie zeroemisyjności Europy do 2050 roku. Mają też na celu obniżenie kosztów działalności oraz uniezależnienie się od zewnętrznych źródeł energii. Działania mBanku są zbieżne z tymi strategiami oraz umożliwiają klientom realizację celów transformacji energetycznej. W 2022 roku mBank przeznaczył na inwestycje w OZE kolejne 870 mln zł. Zgodnie z przyjętą strategią, bank dąży do zmniejszenia wpływu na środowisko:

- do 2025 roku przeznaczy 10 mld zł na finansowanie inwestycji w OZE
- przystąpił do Inicjatywy SBTi i zobowiązał się przestrzegać zasad odpowiedzialnej bankowości.

1. STRESZCZENIE

Osiągnięcia polskiej fotowoltaiki – kluczowe dane

Raport IEO „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023" pokazał, że dla branży fotowoltaicznej w Polsce rok 2022 był bardzo dobrym, lepszym od dotychczas rekordowego roku 2021. W 2022 roku fotowoltaika w Polsce kolejny rok z rzędu była liderem i głównym napędem wzrostu rynku OZE. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, skumulowana moc zainstalowana w PV na koniec 2022 roku wyniosła ponad 12,4 GW, co w porównaniu z rokiem 2021 (7,7 GW) oznaczało rekordowy przyrost ponad 4,7 GW nowych mocy, osiągając imponujące tempo wzrostu rynku – 61%.

Z końcem pierwszego kwartału br. ogólna moc zainstalowania PV przekraczała 13 GW, w tym udział prosumentów wynosił 74%, udział małych instalacji (50–1000 kW) 21%, a dużych farm PV 5%. Wyraźnie wzrosło znaczenie energii z instalacji PV w wytwarzaniu energii w Polsce. Udział energii z PV w energii elektrycznej z OZE wzrósł z 3% w 2019 roku do ponad 23,3% w roku 2022 i do 4,5% w strukturze całkowitej generacji (cztery lata temu było to zaledwie 0,4%).

Na koniec 2021 roku moc zainstalowana w krajach Unii Europejskiej w fotowoltaice wyniosła 198 GW, co oznacza roczny przyrost o 36 GW. Kraje UE uzyskały 22% wzrost mocy zainstalowanej w PV w stosunku do roku 2021 – niemal trzy razy niższy niż w Polsce. W 2022 roku Polska uplasowała się panowanie na drugim miejscu, za Niemcami, pod względem przyrostu mocy zainstalowanej PV w Unii Europejskiej. Jednocześnie, jako jedyne państwo Europy Środkowo-Wschodniej, znalazła się w pierwszej szóstce krajów UE pod względem całkowitej mocy zainstalowanej.

Strategiczne otoczenie regulacyjne

W efekcie konsekwentnie prowadzonej polityki na rzecz OZE (ostatnio w szczególności na rzecz PV), w latach 2021–2023, UE zwiększała cele związane z OZE nie tylko z powodu ochrony klimatu, ale także woli zastąpienia gazu do wytarzania i ciepła, i energii elektrycznej oraz planu szybkiego i całkowitego odejścia od importu paliw z Rosji (REPowerEU). W konsekwencji cel OZE dla UE na 2030 rok został podniesiony z 27% (ustalonych w 2014 roku) do 45%. Nowa strategia UE na rzecz energii słonecznej stawia sobie za cel zainstalowanie ponad 320 GW mocy fotowoltaiki słonecznej już do 2025 roku (wartość ta ponad dwukrotnie przekracza wartość z 2020 roku) oraz niemal 600 GW do 2030 roku. Przemysł produkcji ogniw i modułów PV w UE zbliżyłby się już w 2025 roku do osiągnięcia mocy produkcyjnych stanowiących równowartość 20 GW rocznie (obecne 5 GW). Polska przystąpiła do aktualizacji PEP, która – według wstępnych rządowych zapowiedzi – ma prowadzić do znaczącego wzrostu udziałów OZE w krajowym miksie energetycznym i do tego czasu (cel wymaga potwierdzenia) 27 GW mocy ma pochodzić z fotowoltaiki.

Nowe trendy w funkcjonowaniu fotowoltaiki na rynku energii

W 2022 roku miały miejsce zjawiska niesłużące rynkowi prosumenckiemu, takie jak: dopłaty do paliw kopalnych, zamrożenie cen energii elektrycznej i odkładanie decyzji co do inwestycji remontowych, stagnacja w budownictwie mieszkaniowym, inflacja i spadek dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych, spadek liczby rozpoczynanych inwestycji budowlanych. Pomimo tego i wdrożenia nowego

dla rynku systemu rozliczeń net-billing (według wartości energii pobieranej i oddawanej do sieci), w roku 2022 zainteresowanie własną mikroinstalacją PV nie spadło tak, jak można było się tego spodziewać.

Liczba prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na koniec roku 2022 wynosiła ponad 1,2 mln sztuk, co oznacza wzrost o ponad 41% r/r. Ich łączna moc zainstalowana osiągnęła ponad 9,3 GW. Prosumenci w Polsce mają nadal największy udział w rynku fotowoltaicznym, a w 2022 roku odpowiadali za 68% rocznego przyrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice. Net-billing prowadzi do większego współczynnika autokonsumpcji, ponieważ instalacje PV są bardziej optymalnie wymiarowane ze względu na sposób rozliczania nadwyżek wyprodukowanej energii elektrycznej.

Sprawdził się dostawiony do systemu net-billing program „Mój Prąd" ukierunkowany na zwiększenie autokonsumpcji energii i poszerzany o możliwość wsparcia magazynów energii, magazynów ciepła i systemów zarządzania, a ostatnio także technologii komplementarnych, takich jak kolektory słoneczne oraz pompy ciepła.

Pokazane w raporcie analizy ekonomiczne potwierdziły, że system net-billing, przy uwzględnieniu dotacji z programu „Mój Prąd", oferuje wysoką (25%), porównywalną, oczekiwaną stopę zwrotu, jak inwestycja w systemie net-metering. W przypadku prosumentów biznesowych, inwestujących w mikroinstalacje, stopa zwrotu (bez dotacji) jest jeszcze wyższa (IRR=40%).

W aktualnym podejściu funduszy na rzecz mikroinstalacji, fotowoltaika „ciągnie" za sobą rynek instalacji i rozwiązań towarzyszących, służących poprawie ich funkcjonowania na rynku energii i zwielokrotnia łańcuch wartości. W systemie net-billing ze wsparciem z programu „Mój Prąd" zainstalowano magazyny ciepła o łącznej pojemności 30 MWh (2,7 tys. szt.), magazyny bateryjne energii elektrycznej o pojemności 6,9 MW (2,3 tys. sztuk). W każdym z analizowanych w raporcie przypadków doboru mocy instalacji PV i pojemności, magazyny ciepła okazały się opłacalne dla prosumentów.

Na koniec pierwszego kwartału 2023 roku funkcjonowało 3,4 tys. farm PV o łącznej mocy 3,35 GW, które stanowiły 26% mocy zainstalowanej w fotowoltaice. Niemal 60% w łącznej mocy stanowią małe instalacje o mocach 50–1000 kW. Aukcje OZE w latach 2016–2022 okazały się najważniejszym stymulantem rozwoju, zapewniając wsparcie dla 6,8 GW mocy, z czego niemal 1,5 GW zostało zrealizowane i sprzedaje energię do sieci. Ceny energii kontraktowanej w systemie aukcyjnym dla farm PV w latach 2016–2022 spadły o 18%.

Badania ankietowe wykazały, że na wyniki branży w 2022 roku wpłynęły wzrost kosztów produkcyjnych komponentów i transportu (wybuch wojny i kryzys energetyczny) oraz inflacja. Ceny instalacji wzrosły średnio o 11% (a wiec poniżej inflacji), stosunkowo najwolniej (ok. 5%) rosły ceny instalacji w przedziale 10–50 kW. W stosunku do 2021 roku wzrosły też ceny projektów w toku, najbardziej projektów z warunkami przyłączenia (o 32%). Projekty deweloperskie z pozwoleniem budowlanym zdrożały o 17%, a projekty z wygraną aukcją OZE o 7%.

W 2023 roku 60% ankietowanych firm planuje dalszy rozwój, rozszerzenie działalności (np. o magazyny energii i nowe, obecnie niszowe, zastosowania fotowoltaiki, jak np. AgroPV) i dalsze zwiększenie zatrudnienia (choć niższe niż w ub.r.). Zdaniem ankietowanych firm, największym ryzykiem dla branży, na które wskazało ponad 70% respondentów, jest brak dostępnych mocy przyłączeniowych i odmowy wydania przez OSD warunków przyłączenia. Duża część wskazuje również na problem z często zmieniającymi się przepisami, które nie zawsze są jasne i klarowne.

Prognoza rozwoju mocy i przemysłu oraz ograniczenia rozwoju PV – sieci elektroenergetyczne

Międzynarodowa Agencja Energetyczna przewiduje, że globalne roczne tempo wzrostu mocy w fotowoltaice w latach 2022–2027 wyniesie 10,7% (wzrost z 1,1 do 2,3 TW).

Według IEO na koniec obecnego roku 2023 moc wszystkich zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych przekroczy 18 GW, a przyrost mocy r/r może nawet przekroczyć 6 GW, co będzie kolejnym rekordem. Łączna produkcja energii z PV w 2023 roku wyniesie 14,6 TWh. Prognozuje się, że w 2023 roku obroty handlowe fotowoltaiki znacząco wzrosną w stosunku do roku 2022 i wyniosą niemal 29 mld zł, a wartość rynku inwestycji PV będzie kształtowała się na poziomie 20 mld zł.

Na podstawie analiz wydawanych przez OSD i OSP warunków przyłączenia do sieci, wolnych mocy przyłączeniowych, zakontraktowanych mocy w systemie aukcyjnym (z uwzględnieniem harmonogramów ich realizacji), a także wniosków z badania ankietowego rynku i trendów na rynku, sporządzona została zaktualizowana prognoza rozwoju rynku PV w Polsce. Scenariusz IEO zakłada, że moc 26,8 GW w fotowoltaice zostanie osiągnięta na koniec 2025 roku.

W całym okresie 2022–2025 przyrost mocy sięgnie 14,4 GW, tempo wzrostu (CAGR) mocy PV wyniesie ponad 21% i będzie to tempo dwukrotnie wyższe od prognoz globalnych. W perspektywie roku 2025 polski rynek pozostanie jednym z największych i najbardziej dynamicznych.

Okres do 2025 roku to wyjątkowe „okno czasowe" na rozwój krajowego przemysłu PV i rozwój sieci pod potrzeby fotowoltaiki i szerzej OZE. Komisja Europejska ogłosiła w 2022 roku możliwość uruchomienia programu PV IPCEI (tzw. Ważnych Projektów Wspólnego Zaangażowania), a następnie (w 2023 roku) dodania do tzw. Krajowych Planów Odbudowy nowych rozdziałów dotyczących odbudowy przemysłu UE, w tym przemysłu PV w ramach programu REPowerEU (Polska otrzymała dodatkowo pulę 2,7 mld euro). Zaczął działać graniczny podatek węglowy (tzw. CBAM), który w pełni zacznie obciążać dostawy komponentów PV z Azji od 2026 roku. Przygotowane są do wprowadzenia od 1 stycznia 2024 roku kolejne inicjatywy (Net Zero Industry Act) związane ze zwiększaniem pomocy publicznej dla rodzimego przemysłu i ochrony rynku unijnego i krajowego przed zalewem importowanych technologii z Chin. Także w Polsce realizowane są projekty wielopolowych inwestycji w produkcję ogniw i modułów PV.

Znacznie mniej przewidywalna jest sytuacja w zakresie przyśpieszania rozwoju sieci pod potrzeby PV. Na koniec pierwszego kwartału 2023 roku łączna dostępna dla inwestorów OZE moc przyłączeniowa na najbliższe pięć lat (2023–2028) będzie nieznacznie rosła (z 3,8 do 4,4 GW), ale w porównaniu z planami wydanymi przez OSD i OSP rok temu (pierwszy kwartał 2022 roku) jest to spadek o 41%. Obrazuje to pogarszający się stan i spadającą wydolność sieci elektroenergetycznej, jednocześnie ukazując narastające problemy w tym obszarze. Problemy z brakiem mocy przyłączeniowej dla OZE aż do 2028 roku generują rosnące lawinowo problemy z mnogością odmów warunków przyłączenia do sieci dla nowych projektów OZE, a zwłaszcza PV. W 2022 roku sumaryczna moc odmów wydania warunków przyłączenia dla PV wyniosła 30,4 GW i była niemal sześć razy większa niż wydane warunki przyłączenia (5,3 GW).

Odrębnym problemem rozwoju fotowoltaiki jest ograniczanie w szczytach generacji pracy farm PV już przyłączonych do sieci w formie tzw. mechanizmu nierynkowego ograniczania generacji z OZE. Jest to działanie operatorskie ad hoc, które prowadzi do nieracjonalnego gospodarowania deficytowym zasobem sieciowym i jego mitygacja wymaga znacznie wcześniej podejmowanych, wyprzedzających działań operatorskich. Do pierwszych ograniczeń generacji PV doszło na większą skalę dwukrotnie: 23 i 30 kwietnia 2023 roku.

Bycie liderem w UE i bycie liderem w polskiej energetyce zobowiązuje branżę PV i administrację do wzmożonych działań. Nowe wzywania związane z zaburzeniami w łańcuchach dostaw i wzrostem cen komponentów, kryzysem energetycznym i wprowadzanie fotowoltaiki na rozchwiany rynek energii w sytuacji poważnych ograniczeń sieciowych, wymagać będą od branży nowych kompetencji i stworzenia nowych modeli biznesowych. Nadszedł czas na nową branżową strategię łączącą sukcesy w rozwoju rynku PV z rozwojem innowacji przemysłu. Polska potrzebuje strategii fotowoltaicznej jako flagowego elementu aktualizowanej właśnie polskiej polityki energetycznej oraz polskiej polityki przemysłowej, strategii rozumianej jako program realny odpowiadający wyzwaniom.

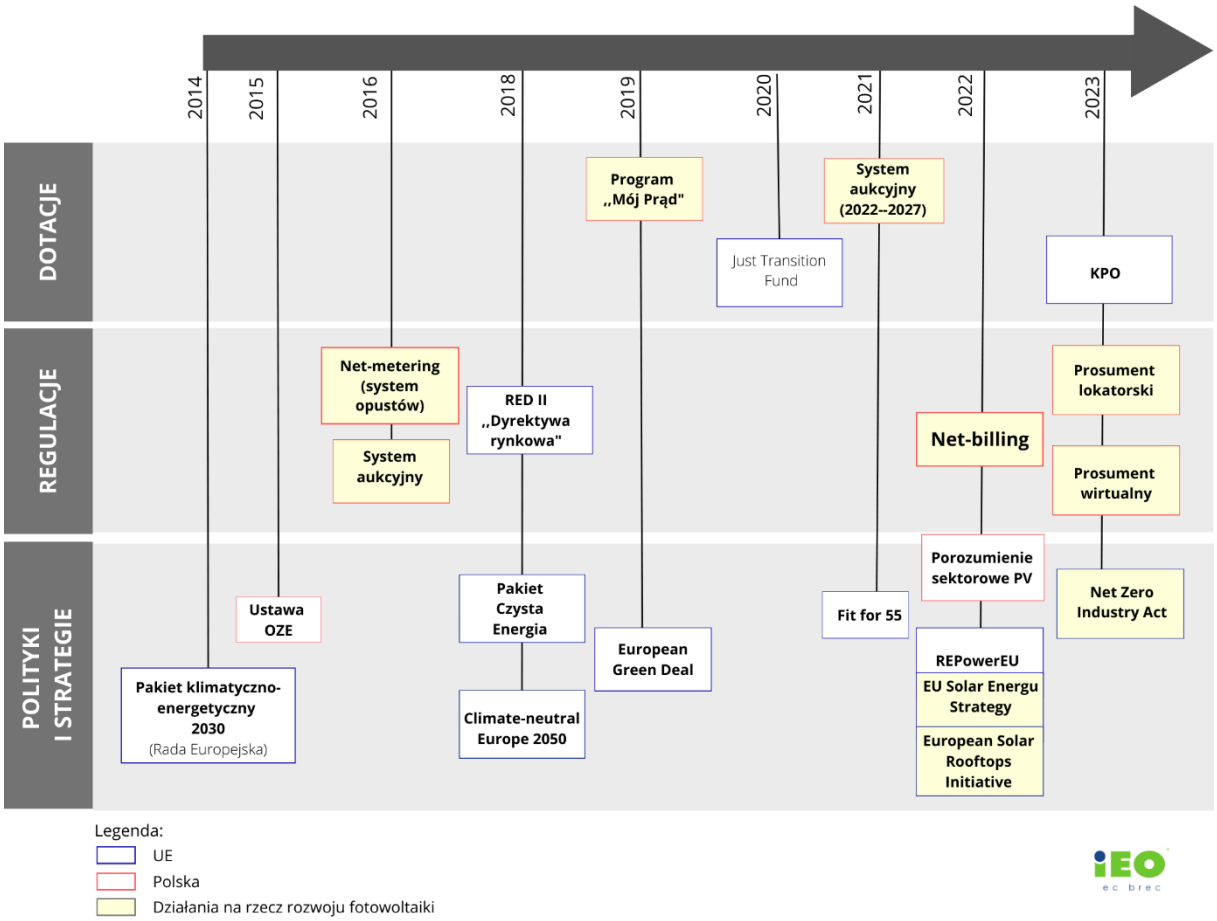
Fot. Corab

2. STRATEGICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE I ROLA FOTOWOLTAIKI W REALIZACJI CELÓW W ZAKRESIE ENERGII Z OZE NA 2030 ROK

Polska zrealizowała z nadwyżką swój wiążący 15% cel OZE na 2020 roku, osiągając 16,1% udziału energii z OZE w zużyciu energii finalnej brutto, choć już w 2021 roku udział OZE spadł do 15,6%[1], budząc niepokój o dalsze tempo rozwoju OZE. Oficjalne dane z 2022 roku nie są jeszcze znane, ale można przypuszczać, że o ile udziały OZE ogółem oraz w ciepłownictwie i w transporcie mogą jeszcze spaść, o tyle udziały OZE w zużyciu energii elektrycznej powinny rosnąć. Wzrost ten w szczególności zapewnia trwający od kilku lat spektakularny rozwój fotowoltaiki i tworzą się realne perspektywy utrzymania tego wzrostu w kolejnych latach. UE w obecnej dekadzie odchodzi od wiążących celów dla OZE, ale nowe strategiczne i kompleksowe ramy polityki energetyczno-klimatycznej mogą istotnie przyśpieszyć dalszy rozwój OZE, a w szczególności inwestycje w fotowoltaikę.

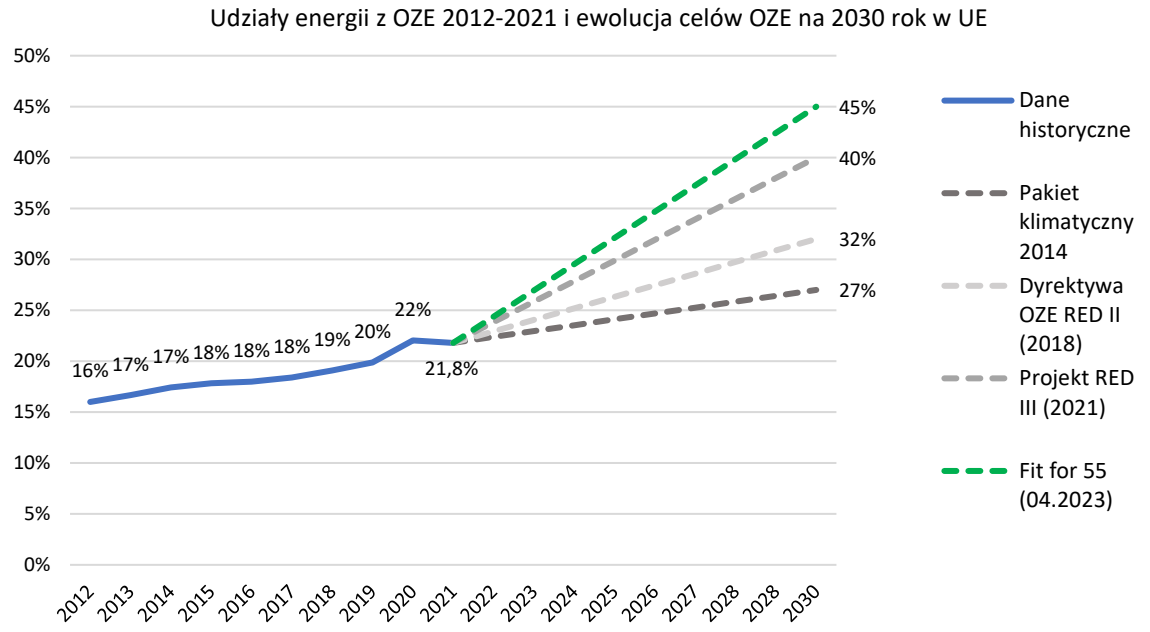
Wojna w Ukrainie, poprzedzający ją szantaż gazowy Rosji oraz związany z nią kryzys energetyczny spowodowały rewizję wcześniejszych planów transformacji energetycznej przyjmowanych w latach 2014–2020. Cele klimatyczne UE oparte na szybkim rozwoju OZE (tzw. pakiet Fit for 55) zostały skorelowane z celami związanymi z bezpieczeństwem energetycznym (tzw. pakiet REPowerEU), które w Europie są realizowane przede wszystkim poprzez wykorzystanie własnych, odnawialnych zasobów energii, w tym w szczególności energii słonecznej. Różne inicjatywy polityczne UE z lat 2022–2023, takie jak: EU Solar Energy Strategy (Strategia UE na rzecz energii słonecznej), European Solar Rooftops Initiative (Inicjatywa na rzecz słonecznych dachów), European Solar Industry Alliance (inicjatywa na rzecz odbudowy przemysłu PV, realizowana w ramach REPowerEU) nadały znaczenia fotowoltaice w całej Europie – jako technologii o specjalnym znaczeniu. Podobnie w Polsce, fotowoltaika doczekała się specjalnych programów i regulacji (kluczowa rola w „Mój Prąd" i KPO, wirtualny prosument i prosument lokatorski oraz otwarty na kolejny okres do 2027 roku system aukcyjny, w którym dominują projekty PV). Obrazuje to rysunek 1.1.

[1] Eurostat. Share of energy from renewable sources. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_REN/default/table?lang=en



Rysunek 2.1. Kamienie milowe w polityce UE kształtujące rozwój fotowoltaiki w ostatnich 10 latach i wdrażanie ich do polskiego prawa. Oprac. własne IEO

W efekcie konsekwentnie prowadzonej polityki na rzecz OZE (ostatnio w szczególności na rzecz PV), w latach 2021–2023, UE zwiększała cele związane z OZE nie tylko z powodu ochrony klimatu, ale także woli zastąpienia gazu do wytwarzania i ciepła, i energii elektrycznej oraz planu (REPowerEU) szybkiego i całkowitego odejścia od importu paliw z Rosji. W efekcie cel OZE dla UE na 2030 rok został podniesiony z 27% ustalonych w 2014 roku do 45% – rysunek 1.2.



Rysunek 2.1. *Podnoszenie celu na energię z OZE w zużyciu energii finalnej brutto w 2030 roku w kolejnych dokumentach UE przejmowanych w latach 2021–2023*

Polski cel na udział energii z OZE w zużyciu energii finalnej brutto w 2030 roku pochodzący z 2020 roku (Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu – KPEiK) wynosił tylko 23%, został on powtórzony w 2021 roku w Polityce energetycznej Polski (PEP). Ale już w kwietniu 2022 roku Polska przystąpiła do aktualizacji PEP, która według wstępnych rządowych zapowiedzi[2] ma prowadzić do znaczącego wzrostu udziałów OZE w krajowym miksie energetycznym i do tego czasu 27 GW mocy ma pochodzić z fotowoltaiki (czterokrotny wzrost). Pełne bilanse związane z projektowanymi udziałami OZE w krajowym miksie energetycznym nie są jeszcze znane. Dlatego w dalszej części zestawiono informacje o podnoszeniu celów klimatyczno-energetycznych w oparciu o zatwierdzone lub publikowane dokumenty.

Tabela 1.1. przedstawia zestawienie wybranych celów europejskiej i polskiej polityki klimatyczno-energetycznej przyjmowanych od 2009 do 2022 roku. Z zestawienia wynika, że dotychczasowe polskie cele klimatyczno-energetyczne (jeszcze przed zatwierdzeniem aktualizacji PEP i przed aktualizacją Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu – KPEiK) znacznie odbiegają od europejskich. Obecne cele związane z OZE na 2030 rok są zaniżone o niemal 50% w stosunku do unijnych.

Tabela 1.1. *Ewolucja wybranych ogólnych celów europejskiej i polskiej polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 roku*

Cel szczegółowy	cele 2020			cele 2030				
	1. Pakiet klimatyczny 2009	Polskie cele wg PEP 2009	Dystans UE-PL	2. Pakiet klimatyczny 2019	Pakiet Fit for 55 2021	Pakiet REPower EU	Polskie cele wg KPEiK 2020	Dystans UE-PL
Redukcja CO2 w stosunku do 1990 roku	20%	15%	25%	40%	55%	55%	30%	45%
Udziału OZE w zużyciu energii brutto	20%	15%	25%	32%	40%	45%	23%	49%

[2] Minister A. Moskwa: Odpowiedzią na najważniejsze wyzwania transformacji energetycznej w Polsce jest spójna strategia działania. URL: https://www.gov.pl/web/klimat/minister-a-moskwa-odpowiedzia-na-najwazniejsze-wyzwania-transformacji-energetycznej-w-polsce-jest-spojna-strategia-dzialania

Warto podkreślić, że ostatnie decyzje Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej potwierdziły kierunki polityki unijnej, nastawione na dalsze wzmacnianie roli OZE, przyjmowane przez instytucje unijne w latach 2021–2022. Pod koniec marca br. Rada i Parlament osiągnęły wstępne porozumienie[3] co do dyrektywy o OZE i zatwierdziły cel zwiększenia udział energii z OZE w ogólnym zużyciu energii w UE w 2030 roku do 45% (42,5% plus dodatkowe zobowiązanie 2,5%), co jest zgodne z oficjalnym tekstem przyjętej przez Parlament dyrektywy[4 i 5]. Także ogólne cele klimatyczno-energetyczne UE (Fit for 55) związane z reformą systemu handlu emisjami ETS, uchwalone 18 kwietnia 2023 roku, powtarzają wcześniejsze uzgodnienia, w tym REPowerEU w zakresie zwiększania suwerenności energetycznej UE oraz zatwierdzają plan redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku o 55% w porównaniu z poziomami z 1990 roku (elementem tego celu jest ww. cel unijny udziału OZE w miksie energetycznym).

W związku z tymi wyzwaniami Polska też będzie szukać rozwiązań w szczególności opartych na OZE, tym bardziej, że dotychczasowe krajowe cele na 2030 rok wydają się dalece niewystarczające i także w zakresie energii elektrycznej z OZE wymagają zwiększenia. Zwraca na to uwagę Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ), które w tym zakresie zapowiada rewolucyjne przyśpieszenie. W planowanej aktualizacji PEP (*op. cit.*), udział OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto dla Polski do 2030 roku na wzrosnąć do 47%. Zatwierdzenie tej zapowiedzi będzie oznaczało rewolucyjną zmianę, jeśli chodzi o tempo rozwoju OZE.

Dotychczasowy krajowy cel na udział energii elektrycznej z OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej brutto w 2030 roku wyniósł zaledwie 23% (cel KPEiK). Komisja Europejska, przygotowując w 2021 roku trzecią nowelizację dyrektywy o OZE RED II, przeprowadziła modelowanie PRIMES (*Price-Induced Market Equilibrium System*) dla całej UE ścieżki dojścia do nowych udziałów OZE (45%) w 2030 roku dla wszystkich sektorów, w tym energii elektrycznej[6]. Symulacje wykazały, że cała UE w 2030 roku ma dojść do 64,8% udziału energii elektrycznej z OZE, a oczekiwany cel dla Polski miał wynieść 42% (2/3 celu UE). Zapowiedź 47% celu OZE w zakresie energii elektrycznej zmniejszy dystans Polski do UE w tym zakresie.

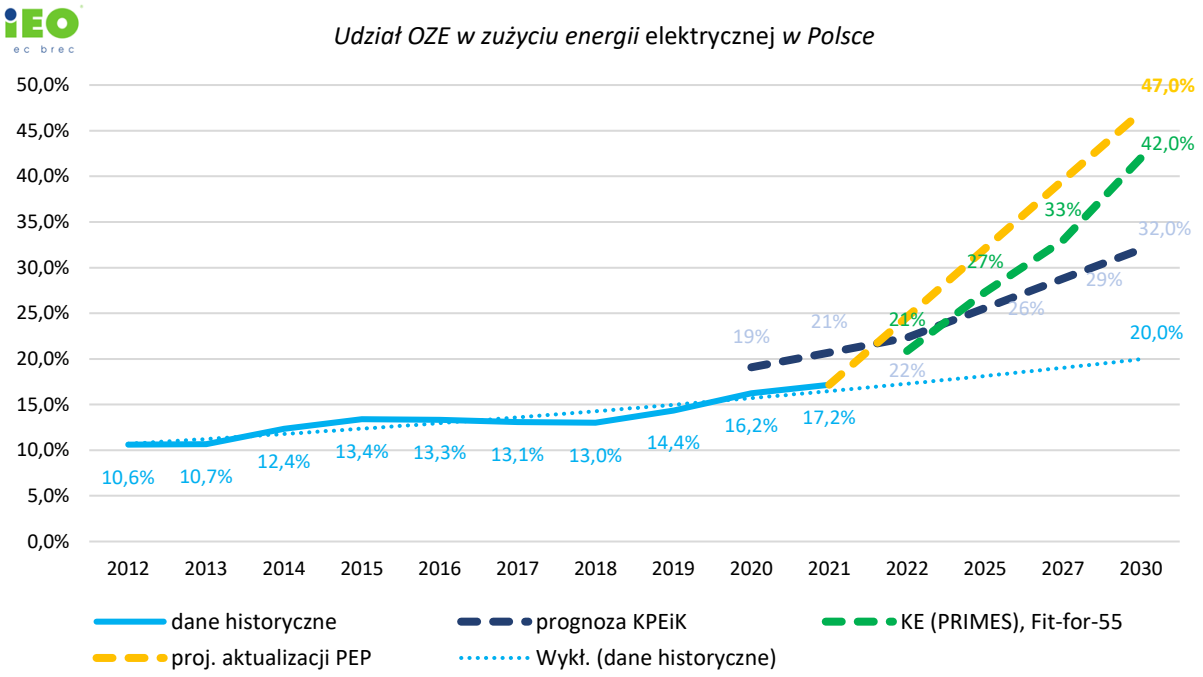
Rysunek 1.3. ilustruje rewolucyjne podnoszenie celu dla Polski w zakresie wzrostu udziałów energii z OZE w zużyciu energii elektrycznej. Ścieżkę dojścia do celu dla Polski proponowanego przez Komisję wyznaczono w oparciu o wymagania dyrektywy RED II dotyczące tzw. orientacyjnej trajektorii dla ogólnego celu OZE. W przypadku propozycji MKiŚ szczegółowa trajektoria dojścia do 47% nie jest jeszcze znana.

[3] Rada i Parlament osiągają wstępne porozumienie co do dyrektywy o energii odnawialnej. URL: https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive

[4] REPowerEU Plan. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483

[5] EU Energy Policy. URL: https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/en/FTU_2.4.7.pdf?fbclid=IwAR12ID9zhJHuIYZ-oSYZpO0boiGQ1bRCYdCZCni8qvN0acWLUnHv1BQcxEY

[6] Commission Staff Working Document Impact Assessment Report. Accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council, Brussels, 14.7.2021 SWD(2021) 621 final



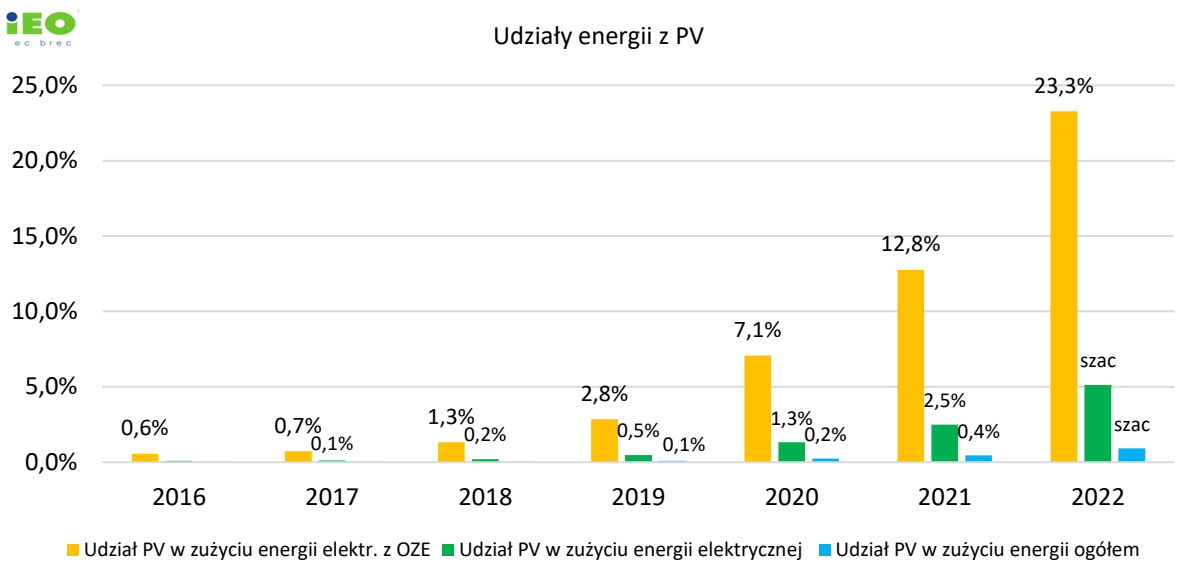
Rysunek 1.3. *Udział energii z OZE w elektroenergetyce w Polsce. Uwaga: dane odnoszą się do końcowego zużycia energii brutto i obejmują dane historyczne w odniesieniu do KPEiK i do scenariusza Komisji Europejskiej dla Polski według modelu PRIMES na potrzeby Fit for 5578 oraz zapowiedzi aktualizacji Polityki energetycznej Polski (PEP)*

Przewidywane udziały OZE i dotychczasowe trendy coraz bardziej odbiegają od siebie i oznaczają wzmożenie wysiłku inwestorskiego w OZE, w tym w fotowoltaice. W latach 2019–2022 cel na energię elektryczną z OZE na 2030 rok wzrósł w stosunku do dotychczasowego trendu wieloletniego z 20% do 47%. Warto zwrócić uwagę, że od 2012 roku udział OZE wzrósł przez kolejne 9 lat o 6,6 punktów procentowych (pp.), a najbardziej aktualny cel na 2030 rok wymaga wzrostu o ok. 22,8 pp. w analogicznym okresie (tzn. między latami 2022–2030), czyli trzykrotnie szybciej. Innymi słowy, udziały fotowoltaiki w zużyciu energii elektrycznej w latach 2012–2021 rosły w tempie 5% rocznie (tzw. CAGR – złożona roczna stopa wzrostu), a do końca obecnej dekad mają rosnąć w tempie 19% (według Komisji z 2021 roku) lub 22% rocznie (według aktualnej propozycji MKiŚ).

Kluczowe dla rozwoju fotowoltaiki są krajowe cele na energię z OZE, w których realizacji coraz większą rolę odgrywa fotowoltaika. Na rysunku 1.4. przedstawiono dotychczasowe udziały fotowoltaiki odpowiednio w zużyciu energii elektrycznej z OZE (23,3% w 2022 roku), w finalnym zużyciu energii elektrycznej brutto i zużyciu energii ogółem.

[7] https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2022-0208_PL.html

[8] Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK)



Rysunek 1.4. *Dotychczasowe udziały energii z PV w krajowych bilansach energii*

Fotowoltaika w ciągu kilku lat stała się istotnym elementem rynku energii elektrycznej z OZE i zaczyna odgrywać widoczną rolę w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. W Polsce w 2020 roku tylko 1,3% całej energii elektrycznej pochodziło z fotowoltaiki, a w 2022 roku udział ten sięgnie już 10% (szacunki IEO).

Perspektywy rozwoju dla fotowoltaiki w UE i w Polsce w najbliższej dekadzie stają się nie mniej ambitne niż osiągnięcia ostatnich lat. W maju 2022 roku Komisja Europejska opublikowała, po raz pierwszy w historii, „Strategię UE na rzecz energii słonecznej”[9], w której zawarła (wstępnie zaproponowane w REPowerEU) ambitne plany wzrostu mocy zainstalowanych w UE do 2030 roku – tabela 1.2. W tabeli przedstawiono też plany rządu RP w tym zakresie, zapowiedziane przez MKiŚ w założeniach do aktualizacji PEP2040 na 2030 rok.

Tabela 1.2. *Cele rozwoju fotowoltaiki w latach 2022–2030 w UE i w Polsce wyrażone w przyroście nowych mocy (GW]*

	2020	2022	2025	2030	Przyrost 2023-2030
UE*	136	198	320	600	402
Polska*	3,9	12,4		27	15
Udział PL w UE	3%	6%		5%	4%

*Strategia UE na rzecz energii słonecznej

**Założenia MKiŚ do aktualizacji PEP2040 na 2030 rok

„Strategia UE na rzecz energii słonecznej” (i plan REPowerEU) stawia sobie za cel zainstalowanie ponad 320 GW mocy fotowoltaiki słonecznej już do 2025 roku (wartość ta ponad dwukrotnie przekracza wartość z 2020 roku) oraz niemal 600 GW do 2030 roku. W obecnym dziesięcioleciu UE będzie musiała instalować średnio około 45 GW rocznie. Jednocześnie w strategii sformułowane zostały cele rozwoju przemysłu PV w zakresie produkcji ogniw i modułów PV. Zgodnie z tym dokumentem, przemysł UE zbliżyłby się już w 2025 roku do osiągnięcia mocy produkcyjnych stanowiących równowartość 20 GW

[9] Strategia UE na rzecz energii słonecznej, SWD(2022) 148 final. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0221&from=EN

energii z fotowoltaiki (obecne moce produkcyjne w zakresie płytek krzemowych, ogniw i modułów/paneli, w przeliczeniu na moce budowanych instalacji PV, nie przekraczają 5 GW rocznie).

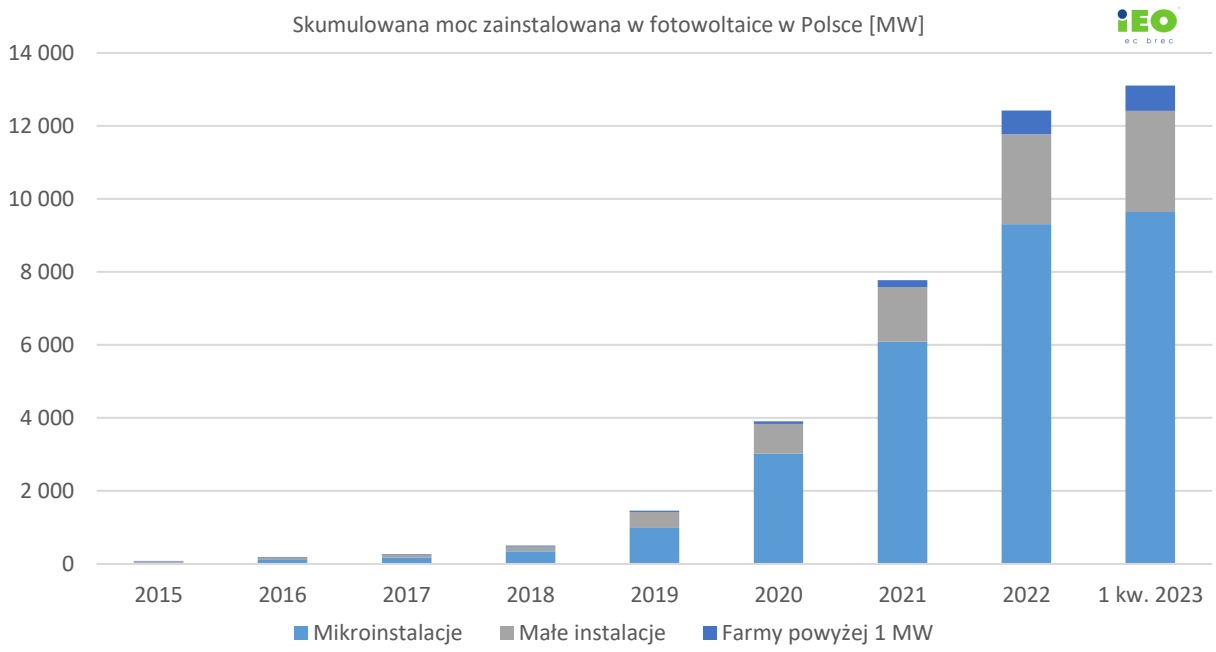
Osiągnięcie aktualnych celów klimatycznych i uzgodnionych ostatnio udziałów OZE, w tym udziałów energii z PV w elektroenergetyce, będzie wymagało odpowiednich nakładów finansowych, potencjalnych zmian legislacyjnych, rozbudowy infrastruktury sieciowej oraz skrócenia łańcuchów dostaw dla OZE w skali całej Wspólnoty, w tym w Polsce.

Modelowanie PRIMES wykazało, że inwestycje dotyczące wzrostu udziałów OZE w elektroenergetyce i ciepłownictwie w latach 2021–2030 w UE wyniosą ok. 103–120 mln euro rocznie, w tym 55–65 mld euro/rok w elektrownie słoneczne i wiatrowe i 43–46 mld euro rocznie w sieci, podczas gdy w latach 2011–2020 ogólne nakłady wyniosły 47 mld euro/rok, w tym inwestycje w elektryczne źródła wytwórcze wynosiły 32 mld euro rocznie (czyli były dwukrotnie niższe od planowanych na kolejną dekadę). Jednocześnie jednak, jak wykazała Komisja, ceny energii elektrycznej nie rosną wraz ze wzrostem celów na energię z OZE, za to spada zależność Europy od importu paliw (o 53%) i emisje CO_2 (o 55% w stosunku do 1990 roku).

2.1. RYNEK FOTOWOLTAIKI – DOTYCHCZASOWE TRENDY

Fotowoltaika w Polsce kolejny rok z rzędu była liderem i głównym napędem wzrostu rynku OZE. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE) moc zainstalowana w PV na koniec 2022 roku wyniosła ponad 12,4 GW, co w porównaniu z rokiem 2021 (7,7 GW) oznaczało rekordowy przyrost ponad 4,75 GW nowych mocy (tempo wzrostu rynku – 61%). Niezwykle szybkie przyrosty mocy PV obserwowane są w Polsce od roku 2019. Głównym powodem sukcesu była masowa budowa mikroinstalacji (czyli instalacji o mocy do 50 kW), początkowo niemal wyłącznie w sektorze gospodarstw domowych.

Także w 2022 roku w mikroinstalacjach prosumenckich zostało zainstalowanych prawie 75% wszystkich mocy PV, ale tym razem nie tylko były to instalacje domowe, ale i spory udział miały także instalacje należące do firm, montowane na różnego rodzaju obiektach usługowych, handlowych czy też budynkach sakralnych, z których korzystali tzw. autoproducenci. W roku 2022 przybyło również małych instalacji (według definicji ustawy o OZE) o mocach do 1 MW, niewymagających uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Instalacji tych było prawie 2,5 GW (rok wcześniej 1,5 GW), co stanowiło 20% mocy PV ogółem. Na koniec 2022 roku udział dużych farm PV powyżej 1 MW w mocy PV przekroczył 5%. Wyniki analiz przedstawia rysunek 2.1.

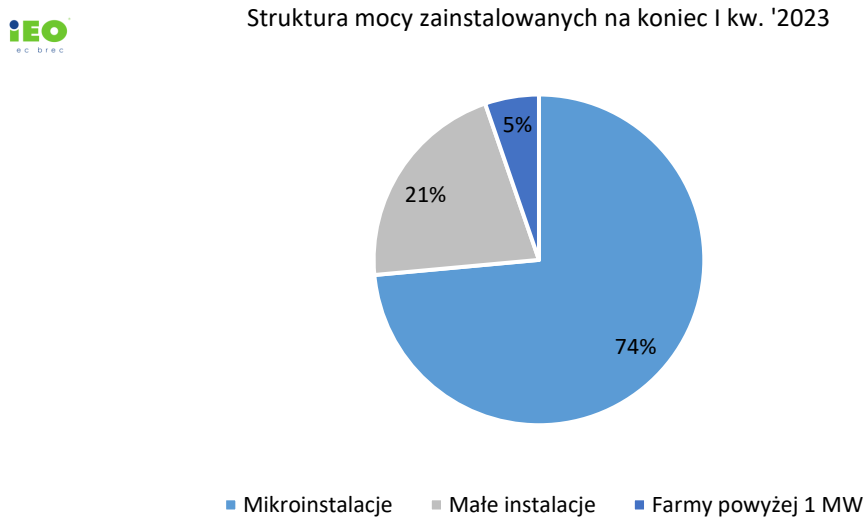


Rysunek 2.1. *Skumulowana moc zainstalowana w fotowoltaice w Polsce, stan na koniec 1. kw. 2023. Źródło: URE (rejestry MIOZE i koncesji), IEO (baza danych farm PV) i ARE. Oprac. IEO*

Na ogólną moc zainstalowaną w źródłach PV według segmentów na koniec 2022 roku składały się:

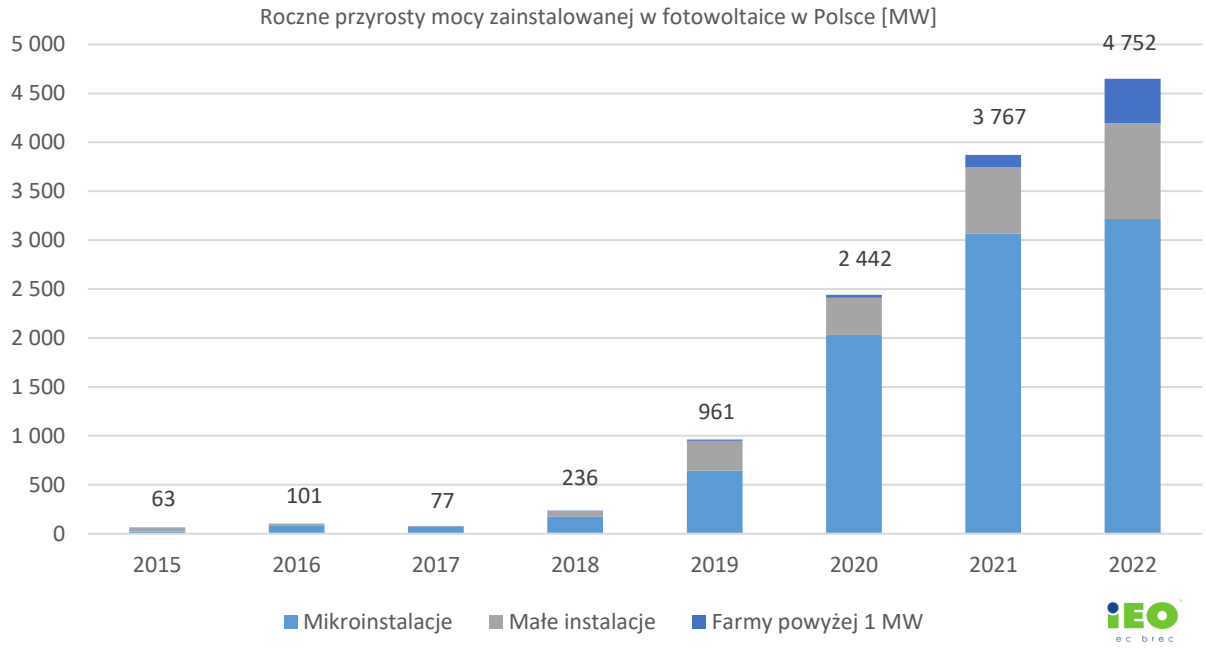
1. mikroinstalacje – instalacje o łącznej mocy zainstalowanej nieprzekraczającej 50 kW, czyli instalacje prosumenckie; ich łączna moc wyniosła ponad 9,3 GW,
2. małe instalacje o mocach z zakresu 50–1000 kW; ich moc zainstalowana w Polsce osiągnęła wartość 2,5 GW,
3. farmy PV powyżej 1 MW – łączna moc zainstalowana na poziomie 645 MW.

Z końcem 1. kwartału br. ogólna moc zainstalowana PV przekraczała 13 GW (13 109 MW). Struktura mocy zainstalowanych w fotowoltaice na dzień 31 marca br. została przedstawiona na rysunku 2.2.



Rysunek 2.2. *Struktura mocy zainstalowanych w fotowoltaice na dzień 31 marca 2023 roku. Oprac. IEO*

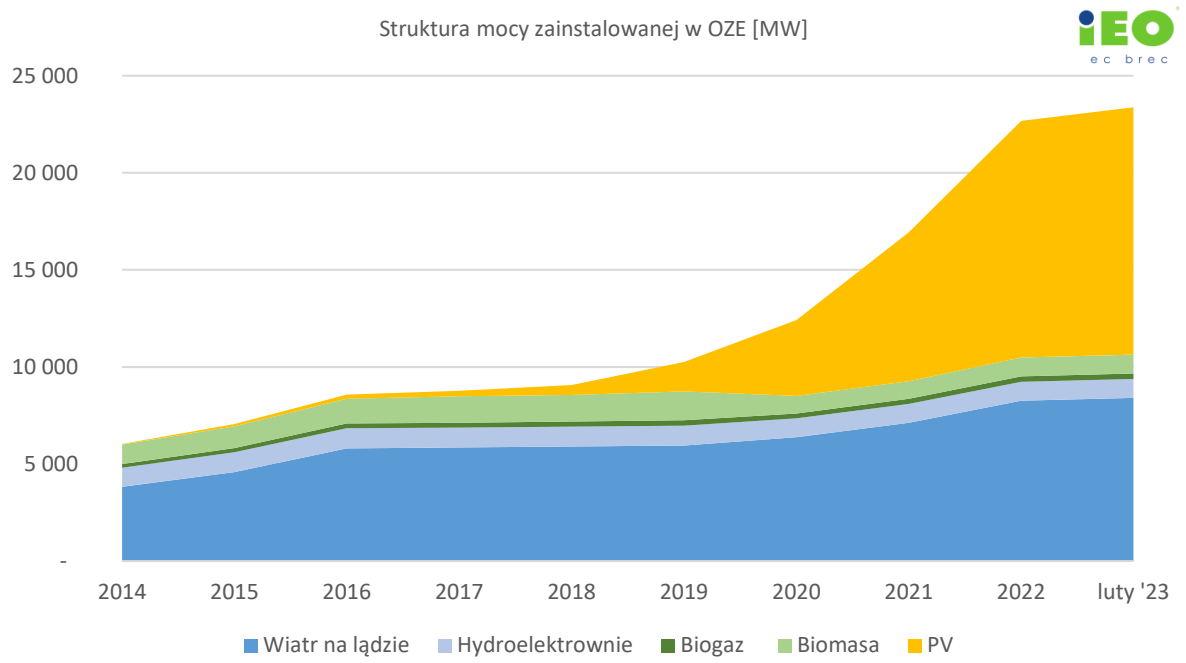
Poprzedni rok był kolejnym rekordowym pod względem przyrostów mocy PV w Polsce. W 2022 roku, jak w poprzednich, główną część nowych inwestycji stanowiły mikroinstalacje, natomiast coraz bardziej można zauważyć wzrost mocy w dużych farmach PV powyżej 1 MW (10% przyrostu mocy PV ogółem) oraz w małych instalacjach dla średnich prosumentów biznesowych (21% przyrostu mocy PV ogółem). Tak znaczną część przyrostów mocy w kategorii mikroinstalacji można przypisać także budowie źródeł u przedsiębiorców. Zestawienie przyrostów nowych mocy w PV w poszczególnych segmentach przedstawia rysunek 2.3.



Rysunek 2.3. *Roczne przyrosty mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce. Źródło: URE (rejestry MIOZE i koncesji), IEO (baza danych farm PV) i ARE. Oprac. IEO*

Najnowsze dane za 1. kw. 2023 roku po raz pierwszy pokazują wyraźną zmianę trendu: przyrost mocy w mikroinstalacjach do 50 kW jest niższy niż w małych instalacjach do 1 MW (52% ogólnego przyrostu mocy PV).

Od fotowoltaicznego boomu z początku 2019 roku zaczęła wzrastać także ogólna moc źródeł OZE w Polsce. Do tego czasu głównym źródłem były elektrownie wiatrowe, których moc oscylowała w okolicach 5,9 GW. Następnie energetyka słoneczna mocno zmieniła tę strukturę mocy w energetyce odnawialnej i w ostatnich latach można zaobserwować dynamiczny wzrost jej udziału w miksie wytwórczym OZE – rysunek 2.4.

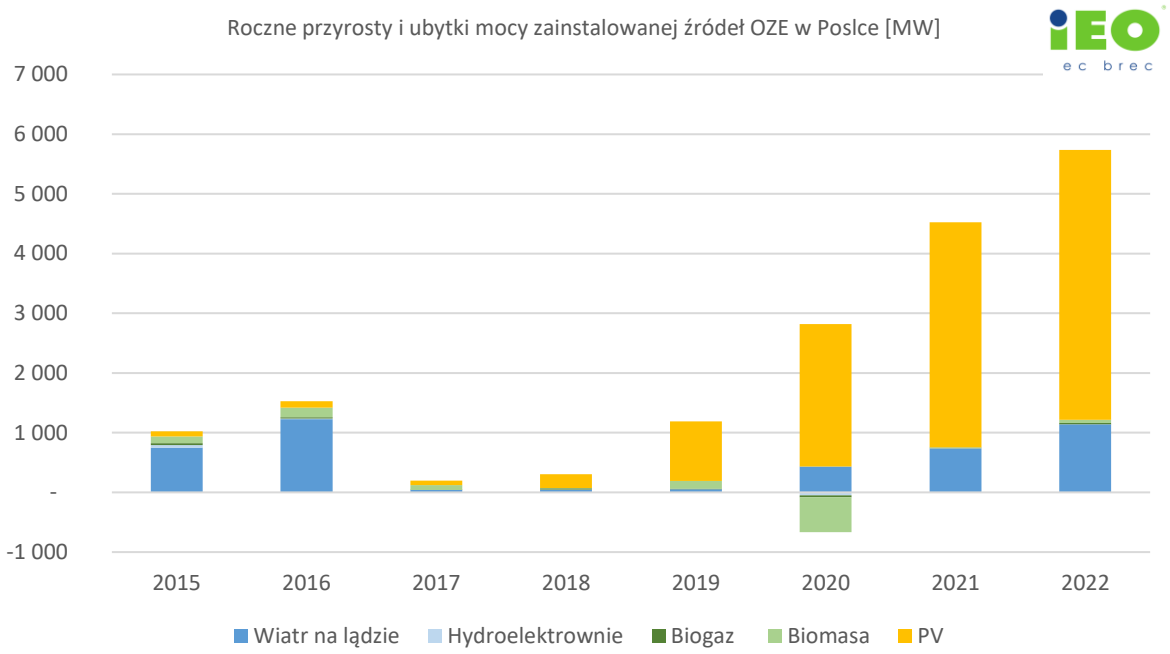


Rysunek 2.4. *Struktura mocy zainstalowanej w OZE w Polsce, stan na koniec lutego 2023 roku. Źródło: ARE, Oprac. IEO*

Na koniec 2022 roku Polska posiadała ponad 22,5 GW mocy OZE, z czego ponad połowę stanowiły instalacje fotowoltaiczne, następne były elektrownie wiatrowe. Na koniec lutego 2023 roku suma mocy OZE wyniosła już ponad 23,3 GW, dzięki dalszemu wzrostowi PV oraz elektrowni wiatrowych, które stanowiły już prawie 8,5 GW mocy. W stosunku do końca 2022 roku plonowanie wzrósł udział źródeł i w efekcie PV odpowiada za ponad 55%, a elektrownie wiatrowe za 36% wszystkich źródeł OZE. Łącznie zeroemisyjne, pogodozależne źródła stanowią niemal 91% wszystkich elektrycznych mocy OZE i ich udział nieprzerwanie od 10 lat rośnie.

Roczne przyrosty mocy różnych OZE w latach 2015-2022 przedstawiono na rysunku 2.5. Obrazuje on bardzo dużą dynamikę źródeł fotowoltaicznych i ich możliwości. Elektrownie wiatrowe na lądzie również wykazują znaczące przyrosty: w ostatnich trzech latach (do lutego br.) przybyło 2,455 GW nowych mocy wiatrowych. Jest to korzystane zjawisko dla fotowoltaiki, gdyż oba te źródła się uzupełniają profilem generacji na rynku energii (współczynnik korelacji Pearsona dla udziałów źródeł

zeroemisyjnych i cen energii w 2022 roku był silnie ujemy, jeśli chodzi o korelacje dobową -0,352, miesięczną -0,743 i kwartalną -0,862)[10].



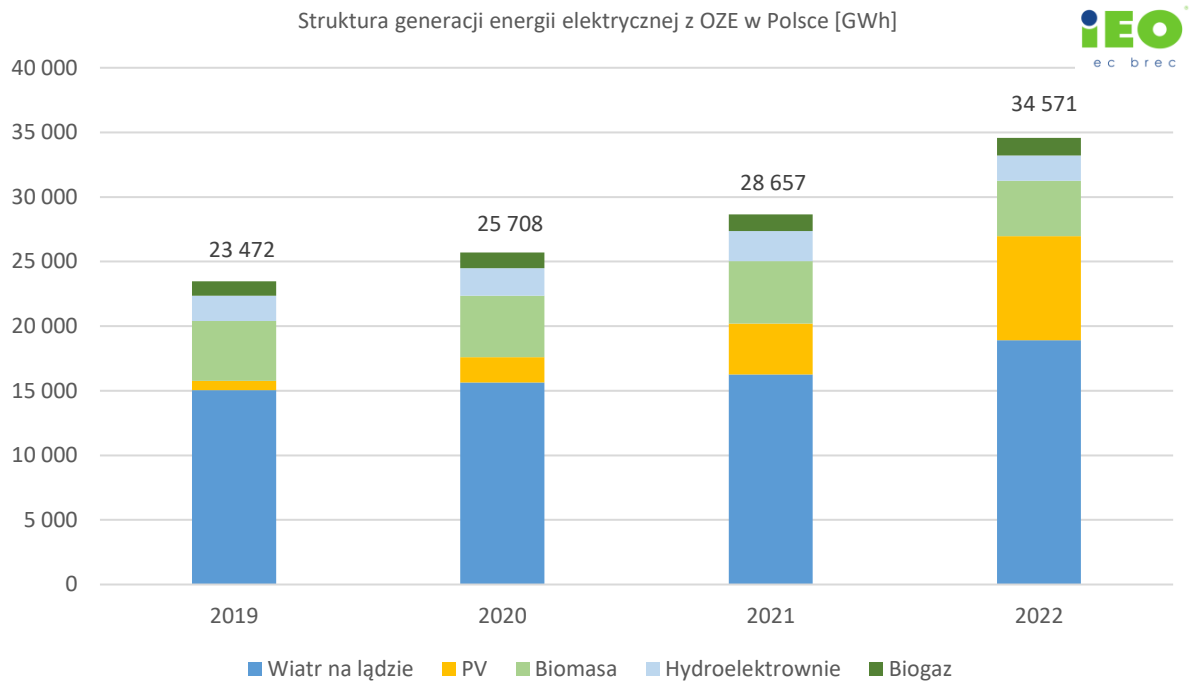
Rysunek 2.5. *Roczne przyrosty mocy zainstalowanej w OZE w Polsce. Źródło: ARE. Oprac. IEO*

Pomimo mniejszej mocy zainstalowanej, produkcja energii z farm wiatrowych jest na wyższym poziomie niż innych OZE ze względu na wyższe współczynniki wykorzystania mocy (o czym dalej). Pozostałe źródła OZE stanowią raczej uzupełnienie zielonego miksu, a ich wzrost jest albo na niskim poziomie, albo spada w efekcie odstawiania nierentownych elektrowni (w ostatnich latach miało to miejsce w przypadku elektrowni na biomasę i, w mniejszym zakresie, biogazowni).

Następne miesiące z pewnością przyniosą kolejne moce nowych źródeł OZE, głównie dużych farm PV, oraz również elektrowni wiatrowych lądowych. Rynek farm PV będzie realizował swoje inwestycje, które, pomimo aktualnych problemów z przyłączeniami do sieci, zostały wcześniej opracowane i zakontraktowane w różnych modelach biznesowych.

Wraz ze wzrostem nowych mocy OZE wzrasta produkcja zielonej energii w całym krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Na przestrzeni ostatnich lat widać znaczący wzrost generacji OZE. Według danych ARE w 2022 roku źródła OZE wyprodukowały ponad 34 TWh energii elektrycznej, z czego ponad połowę elektrownie wiatrowe – blisko 19 TWh i około 8 TWh fotowoltaika. Generacja z tych źródeł od 2019 roku systematycznie rosła, podczas gdy generacja z pozostałych źródeł OZE nie ulegała istotnej zmianie (w latach 2019–2022 spadła o 1%) – rysunek 2.6.

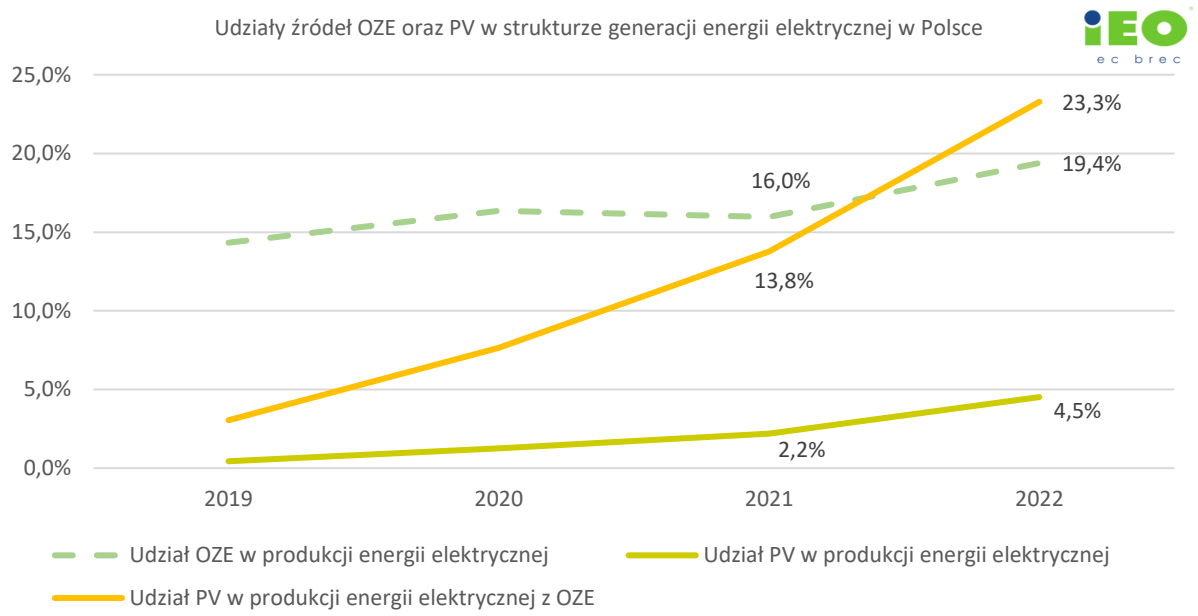
[10] G. Wiśniewski: Suwerenność energetyczna i konkurencyjność – rola odnawialnych źródeł energii. Krajowa Izba Gospodarcza, Komitet ds. Energii i Polityki Klimatycznej. Marzec 2023 roku



Rysunek 2.6. *Generacja energii elektrycznej ze źródeł OZE w Polsce w latach 2019–2022. Źródło: ARE. Oprac. IEO*

Produkcja energii z OZE w 2022 roku była na znacznie wyższym poziomie niż w latach poprzednich. Również tempo wzrostu jest nieco szybsze, bo na przestrzeni lat 2019–2021 generacja zielonej energii wzrastała średnio o około 3 TWh rocznie, natomiast ostatni rok przyniósł spektakularny wzrost o prawie 6 TWh, czyli o 17% więcej niż w roku 2021 i aż o 32% więcej niż w 2019 roku.

Udział źródeł OZE w sumarycznej produkcji energii elektrycznej w Polsce z roku na rok wzrasta, w 2022 roku wyniósł około 19,4% i coraz większy udział w sektorze OZE ma generacja PV, której udział wzrósł od 3% w 2019 roku do ponad 23,3% w roku 2022. Tak, jak sygnalizowano w rozdziale 1, fotowoltaika daje o sobie znać coraz mocniej również w strukturze całkowitej generacji w Polsce. W 2022 roku odpowiadała za 4,5%, podczas gdy 4 lata temu było to zaledwie 0,4%. Szczegółowe dane zostały zobrazowane na rysunku 2.7.



Rysunek 2.7. *Udziały OZE i PV w strukturze generacji energii elektrycznej w Polsce w latach 2019–2022. Źródło: ARE. Oprac. IEO*

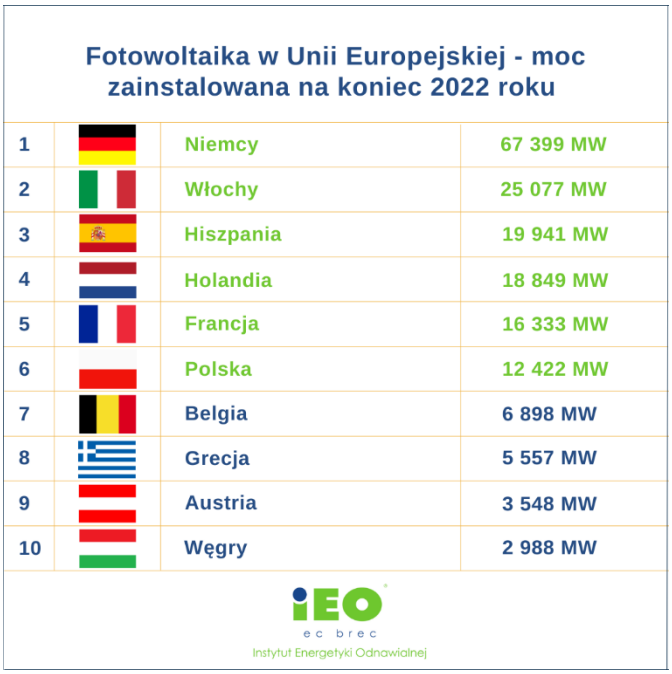
Budowa kolejnych wielkoskalowych farm PV oraz pozostałych instalacji będzie jeszcze zwiększać udziały i rolę fotowoltaiki w krajowym miksie, o czym więcej w rozdziale 4.

2.2. RYNEK FOTOWOLTAIKI W UNII EUROPEJSKIEJ

W 2022 roku światowa moc zainstalowana w instalacjach fotowoltaicznych przekroczyła terawat (tysiąc gigawatów). Według agencji IRENA[11] moc PV na koniec grudnia 2022 roku wynosiła 1046,6 GW, a w całym roku przybyło 191 GW nowych mocy, najwięcej w Chinach – ponad 86 MW. Także w krajach UE 27 rozwój rynku fotowoltaicznego jest niezwykle dynamiczny. Na koniec 2022 roku moc zainstalowana w krajach Unii Europejskiej wyniosła 198 GW, co oznacza roczny przyrost 36 GW. Według oszacowań, na podstawie danych IRENA, kraje UE uzyskały w 2022 roku 22% wzrost całkowitej mocy zainstalowanej w PV w stosunku do roku 2021. Tempo wzrostu rynku fotowoltaicznego w UE było znaczące, ale – warto podkreślić – niemal trzy razy niższe niż w Polsce.

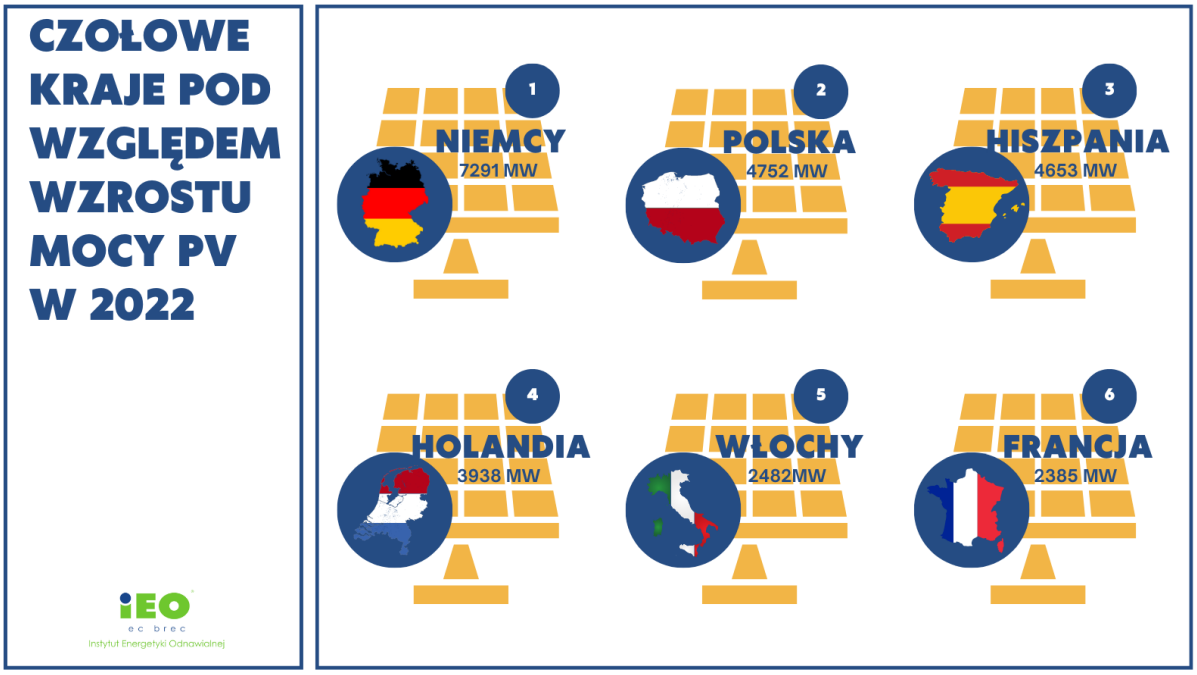
Na koniec 2022 roku największą łączną moc zainstalowaną w instalacjach PV miały Niemcy – 67 GW, następnie Włochy – 25 GW i Hiszpania – 20 GW. Polska jako jedyne państwo Europy Środkowo-Wschodniej znalazła się w pierwszej szóstce krajów UE pod względem całkowitej mocy zainstalowanej – rysunek 2.8.

[11] IRENA (2023), Renewable capacity statistics 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi



Rysunek 2.8. *Moc zainstalowana w fotowoltaice na koniec 2022 roku. Oprac. IEO na podstawie URE, REE, BMWK, Netherlands – CBS, MTECT, IRENA*

Polska znalazła się na drugim miejscu, pod względem przyrostu mocy zainstalowanej PV w Unii Europejskiej – rysunek 2.9.

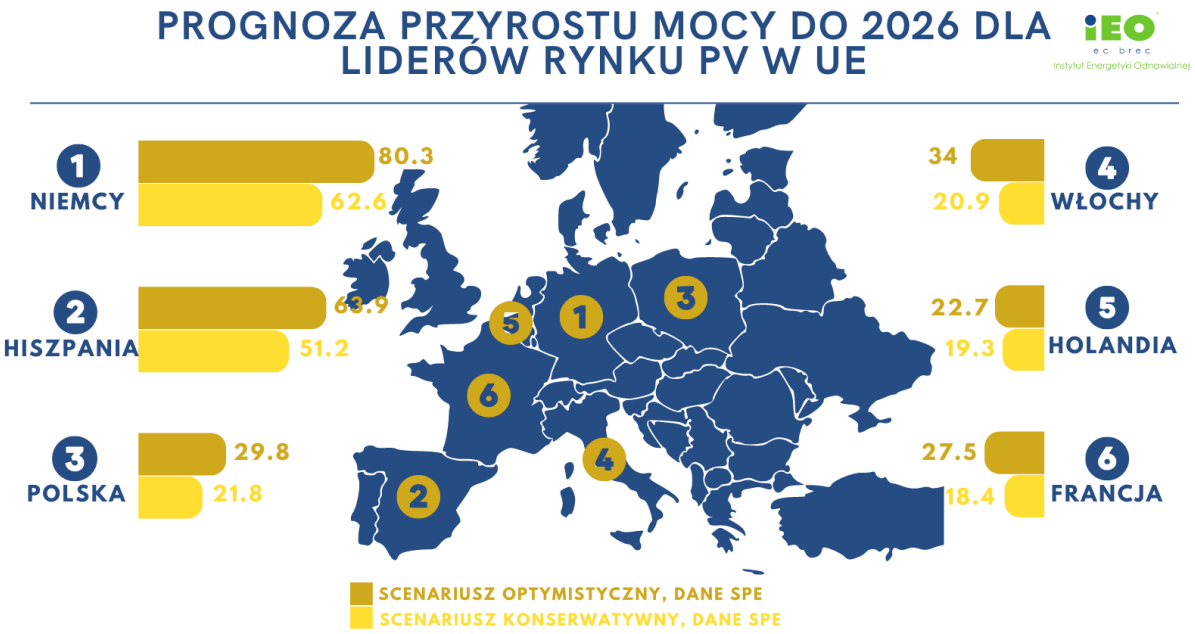


Rysunek 2.9. *Przyrost mocy w fotowoltaice w 2022 roku. Oprac. IEO na podstawie URE, REE, BMWK, Statistics Netherlands – CBS, Terna, MTECT, IRENA*

Niemcy po raz kolejny odnotowały największy przyrost mocy w fotowoltaice w 2022 roku – ponad 7,3 GW, na drugim miejscu uplasowała się Polska z przyrostem mocy zainstalowanej niemal 4,8 GW, na trzecim Hiszpania, gdzie przybyło niemal 4,7 GW nowych mocy, a tuż za nią Holandia z przyrostem 3,9 GW, wyprzedzając Włochy z 2,5 GW.

Spośród wymienionych krajów (rysunek 2.9) Polska miała największą dynamikę przyrostu mocy, w 2022 roku uzyskała 62% wzrost mocy zainstalowanej, dużą dynamiką wzrostu charakteryzują się także Hiszpania – 30% oraz Holandia – 26%, znacznie mniejszą Francja – 17% i Niemcy – 12%.

Roczna dynamika rozwoju polskiego rynku jest od 8 lat na dwucyfrowym poziomie. Powoduje to, że od kilku lat Polska utrzymuje się w czołówce europejskiej pod względem przyrostu nowych mocy i wiele wskazuje na to, że tak pozostanie w najbliższych latach. Rysunek 2.10 przedstawia scenariusz konserwatywny i optymistyczny przyrostu mocy zainstalowanej w PV na lata 2023–2026 opracowany na podstawie danych Solar Power Europe (SPE) [12].



Rysunek 2.10. *Scenariusz konserwatywny i optymistyczny na lata 2023–2026 udziału przyrostu mocy zainstalowanych w PV w krajach U. Oprac. IEO na podstawie danych Solar Power Europe*

SPE zazwyczaj publikuje bardziej optymistyczne scenariusze rozwoju fotowoltaiki od oficjalnych prognoz Komisji Europejskiej **(r**ozdział 1). Komisja zakłada 320 GW mocy PV w 2025 roku i 600 GW w 2030 roku w Unii Europejskiej (SPE przewiduje niemal 600 GW już w 2026 roku). Na 2025 rok SPE w scenariuszu optymistycznym zakłada 450 GW i 350 GW w scenariuszu konserwatywnym, co daje wynik zbliżony do prognozy Komisji. Według scenariusza konserwatywnego Polska w latach 2023–2026 zainstaluje 21,8 GW mocy (łącznie ponad 34 GW), co będzie oznaczało trzecie miejsce pod względem łącznego przyrostu nowych mocy w UE w najbliższych czterech latach. Według prognozy średnioterminowej IEO, całkowita moc zainstalowana w fotowoltaice w 2025 roku w Polsce osiągnie 26,8 GW (rozdział 5) i z pewnością nasz kraj pozostanie jednym z trzech liderów rynku inwestycji PV w UE w latach 2023–2026.

[12] Solar Power Europe, „EU Market Outlook For Solar Power 2022 –2026", Grudzień 2022

3. RYNEK PROSUMENTÓW INDYWIDUALNYCH I BIZNESOWYCH

3.1. MIKROINSTALACJE W OKRESIE PRZEJŚCIA Z SYSTEMU ROZLICZEŃ NET-METERING NA NET-BILLING

Prosumeryzm fotowoltaiczny to polski fenomen ostatnich lat, porównywalny jedynie z wcześniejszymi, historycznymi „boomami" w Niemczech, Australii czy Kalifornii. W żadnym jednak kraju na świecie mikroinstalacje nie mają tak dużego udziału w rynku OZE i w rynku energii jak w Polsce.

W roku 2022 zainteresowanie własną mikroinstalacją PV nie spadło tak, jak można było się tego spodziewać, biorąc pod uwagę zmianę systemu rozliczenia energii z net-metering na (początkowo demonizowany) net-billing. Faktycznie, wzrost mocy w 1. kwartale 2022 roku był na bardzo wysokim poziomie i świadczył o (mniej lub bardziej racjonalnym) wyobrażeniu o małej opłacalności nowego systemu rozliczeń. W 2022 roku miały miejsce inne zjawiska makroekonomiczne niesłużące rynkowi prosumenckiemu, takie jak: dopłaty do paliw kopalnych i zamrożenie cen energii elektrycznej oraz odkładanie decyzji co do inwestycji remontowych, stagnacja w budownictwie mieszkaniowym i spadek liczby rozpoczynanych inwestycji budowlanych.

Liczba prosumenckich instalacji fotowoltaicznych, według danych URE, na koniec roku 2022 wynosiła 1 212 963 sztuk, co oznacza wzrost o ponad 41% r/r (na koniec 2021 roku było to 845 259 sztuk). Ich szacowana łączna moc zainstalowana osiągnęła ponad 9,3 GW (9307,179 MW). Prosumenci w Polsce mają nadal największy udział w rynku fotowoltaicznym. W 2022 roku odpowiadali za 68% rocznego przyrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice. Jest to rezultat coraz większej świadomości ekologicznej oraz obecnie niepewnej sytuacji rynkowej, energetycznej i geopolitycznej.

Nie można zapomnieć o czynniku, który również, być może w głównej mierze, wspomógł rozwój fotowoltaiki, a mianowicie o systemie rozliczeniowym energii oraz systemie dotacyjnym, m.in. programie „Mój Prąd". Do kategorii mikroinstalacji PV, poza domowymi instalacjami prosumenckimi, należą również instalacje budowane na potrzeby mikro i małych firm – o mocach powyżej 10 kW, do ustawowej granicy 50 kW. W szczególności chodzi o zainstalowane do 1 kwietnia 2022 roku, które mogą korzystać z takiego systemu rozliczenia (tzw. „opustów") jak mikroinstalacje prosumenckie. Instalacje indywidualne, z różnicą stosunku bilansu energii wyprodukowanej i rozliczonej w proporcji 1:0,7, a nie 1:0,8, jak ma to miejsce w przypadku osób fizycznych (gospodarstw domowych). Instalacje PV przyłączone do sieci po terminie 1 kwietnia 2022 roku rozliczają się już w nowym systemie net-billing – systemie rozliczeń pieniężnych (rynkowych) w miejsce rozliczeń po cenie (taryfie) regulowanej.

Ostatnie dwa lata, od końca 2020 roku, pokazały obawy odbiorców energii przed wzrostem cen i duże zainteresowanie własną energią, szczególnie w sektorze gospodarstw domowych i mikroinstalacji prosumenckich. Rozwój w tym segmencie rynku zainicjowały systemy dofinansowań oraz system rozliczeń nadwyżek energii net-metering. Duża chęć posiadania własnej elektrowni słonecznej zaczęła się praktycznie pod koniec roku 2019, kiedy to kwartalny przyrost mocy PV wyniósł ponad 300 MW. Prawdziwy wzrost zaczął się od początku 2020 roku, kiedy to moc mikroinstalacji zaczęła przyrastać, a moment szczytowy przypadł na przełom 2021 i 2022 roku. Tylko w 1. kw. 2022 roku zainstalowano 1,3 GW mocy mikroinstalacji. Także w 2. kw. 2022 roku zaobserwowany został bardzo wysoki przyrost, o około 1 GW.

Sytuacja dynamicznego wzrostu wynikała z wejścia w życie (od 2. kw. 2022 roku) systemu rozliczenia net-billing, dlatego (wobec dochodzących z „rozpędzonego" rynku sprzecznych informacji) inwestorzy chcieli przyłączyć swoje instalacje do sieci przed tym terminem. Faktycznie, już w kolejnych kwartałach można zauważyć wyraźny spadek zainteresowania i dużo mniej mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach PV. Rok 2022 był okresem przełomu w podejściu do prosumeryzmu. W raporcie, w oparciu o dane statystyczne, postaramy się wyjaśnić jedynie czynnikami rynkowymi, czy – w tym krytycznym momencie (wybuch wojny i wzrost cen energii i obaw o dostawy, interesy sprzedawców „prostych rozwiązań", mijające terminy wdrożenia dyrektywy unijnej o OZE, konflikt z narastającym monopolem energetycznym) – zachowania uczestników rynku były racjonalne, czy też wynikały z braku informacji lub braku zaufania do ówcześnie dostępnych źródeł informacji i miały znamiona tzw. paniki moralnej.

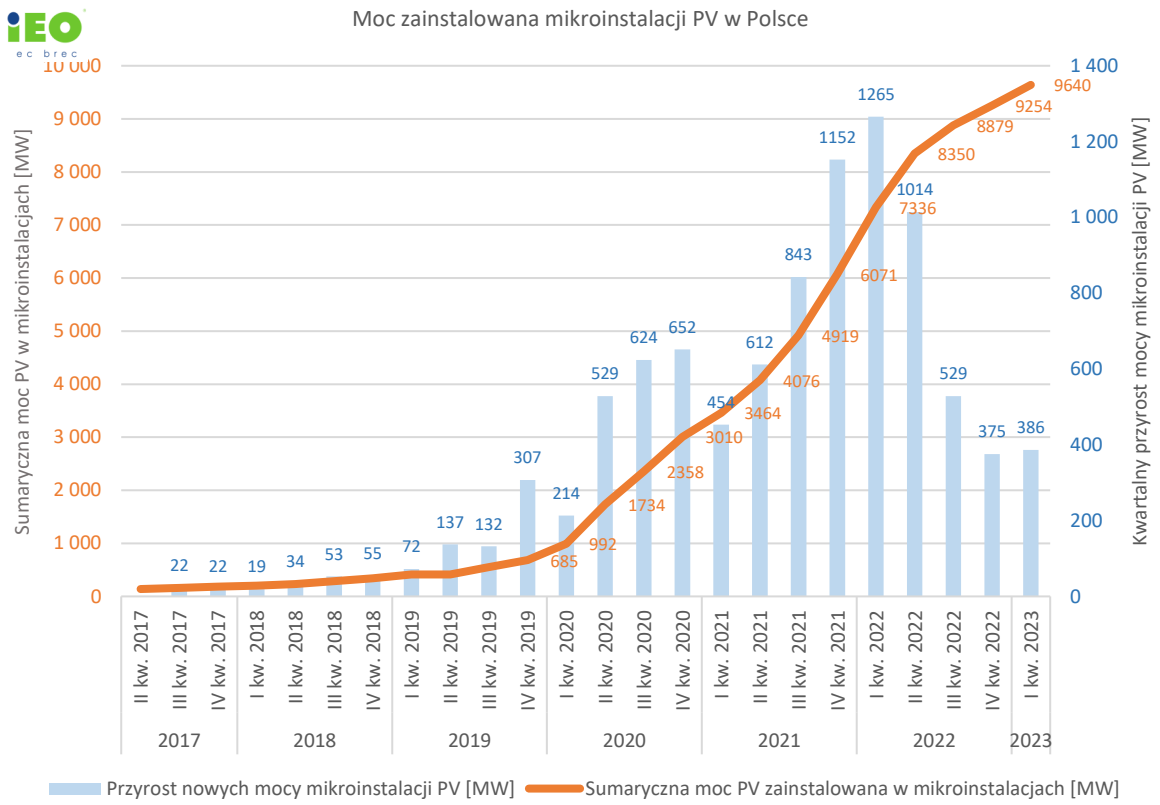
Omawiany fenomen obrazuje fakt, że jedynie w 1. kw. 2022 roku przyrost mocy mikroinstalacji wyniósł ponad 1,3 GW. W okresie 3 miesięcy zamontowano około 152 tys. sztuk instalacji PV o średniej mocy 8,3 kW. Dziennie (1. kw. 2022 roku) montowano w Polsce po około 1700 instalacji, co według danych zebranych przez IEO jest rekordem świata – tabela 3.1.

Tabela 3.1. *Liczba mikroinstalacji montowanych w kwartale z największym przyrostem mocy. Źródło: PTPiRE. Oprac. IEO*

1. kwartał 2022 roku – Największy przyrost mikroinstalacji PV w Polsce		
Liczba zainstalowanych mikroinstalacji PV	Średnia moc mikroinstalacji PV	Liczba mikroinstalacji PV montowanych w trakcie jednego dnia
152 817 [szt.]	**8,28 kW**	**1698 [szt.]**

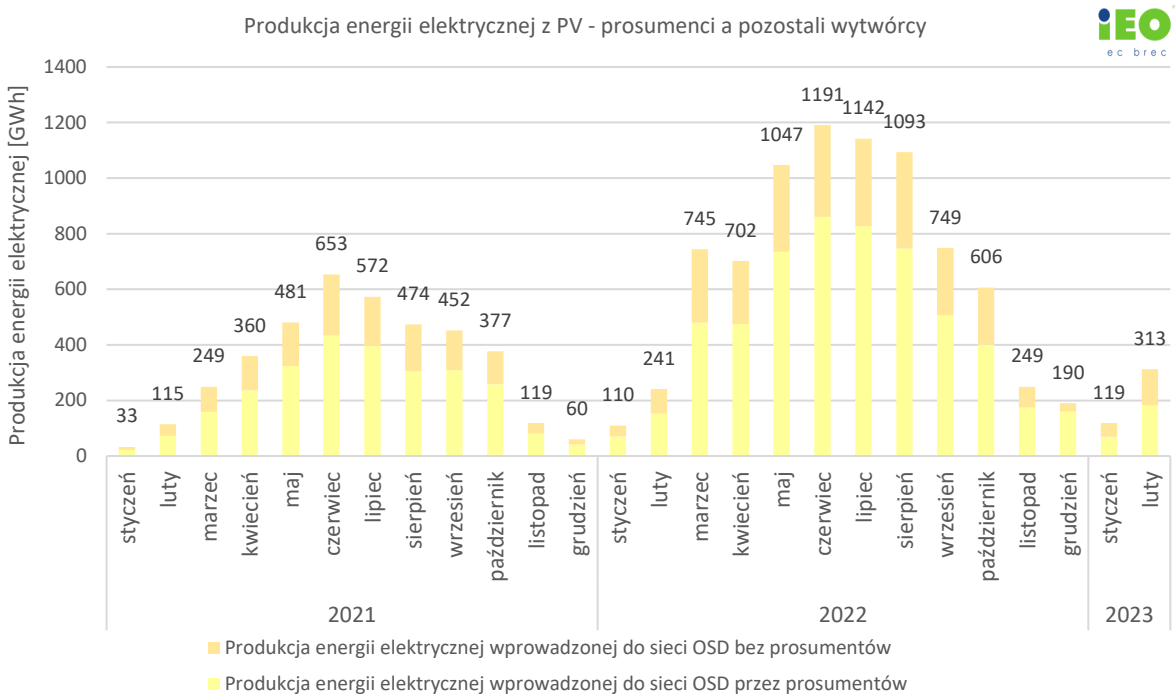
Liczby te, pomijając znamiona paniki konsumenckiej, świadczą o bardzo dobrze rozwiniętym łańcuchu dostaw fotowoltaiki dla gospodarstw domowych i możliwościach wykorzystania krajowego zasobu wykonawczego w realizacji mikroinwestycji, także w nowych obszarach zastosowań fotowoltaiki.

System net-billing (wprowadzany od 2. połowy roku 2022) początkowo wyraźnie spowolnił rozwój inwestycji w mikroinstalacje PV. Natomiast sumaryczna moc zainstalowana w mikroinstalacjach prosumenckich na koniec 2022 roku wyniosła 9,3 GW mocy PV zainstalowanej w Polsce, co oznacza roczny wzrost (po stronie prądu stałego, czyli w panelach PV) o ponad 3,2 GW w relacji rok następny do roku poprzedniego. Według dostępnych danych w posiadaniu IEO jest to też roczny prosumencki rekord świata. Obrazuje to rysunek 3.1.



Rysunek 3.1. *Sumaryczna moc zainstalowana w mikroinstalacjach PV oraz roczny przyrost nowych mocy instalacji prosumenckich w Polsce. Źródło: PTPiRE. Oprac. IEO*

System rozliczeń prosumentów net-metering wyczerpał swoje proste możliwości polegające na replikacji prostych rozwiązań bez zwracania uwagi na ograniczenia techniczne i rynkowe. System net-billing nieco spowolnił rozwój instalacji prosumenckich, głównie z uwagi na konieczność nauczenia się nowych zasad przez instalatorów, prosumentów, a także przez banki i instytucje finansujące. Ale dał też bodźce do lepszego wymiarowania (doboru) instalacji oraz inwestycji w dodatkowe urządzenia, które będą mogły wykorzystać nadwyżki energii i zwiększyć autokonsumpcję. Niekonsumowane na bieżąco nadwyżki do zagospodarowania bardzo dokładnie widać na wykresie – rysunek 3.2.

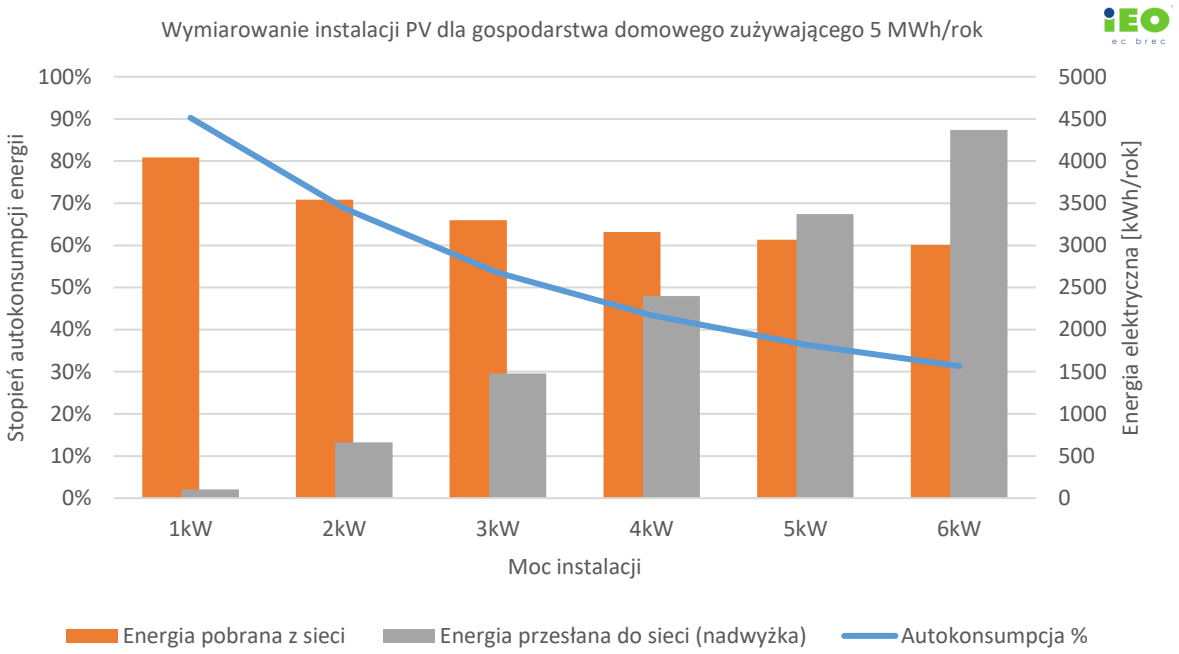


Rysunek 3.2. *Generacja energii elektrycznej (wprowadzonej do sieci) z instalacji fotowoltaicznych w Polsce z rozbiciem na prosumentów i innych wytwórców energii. Źródło: ARE. Oprac. IEO*

Energia elektryczna produkowana w Polsce przez instalacje PV (wprowadzona do sieci) w większości pochodzi właśnie od prosumentów. Zauważyć można proporcjonalny wzrost ilości energii wyprodukowanej w roku 2022 względem roku 2021 oraz podobny udział wytwórców tej energii w energii wprowadzanej do sieci. Sumaryczna produkcja w 2022 roku wyniosła ponad 8 GWh w porównaniu z prawie 4 GWh w roku 2021. Prosumenci odpowiadali za 67% energii wyprodukowanej z PV w 2022 roku i było to zbliżone do danych z 2021 roku (69%). Również w przypadku całości zielonej energii prosumenci odgrywają niemałą rolę, bo w 2022 roku odpowiadali za aż 16% energii wyprodukowanej ze wszystkich źródeł OZE oraz stanowili 3% całkowitej energii wygenerowanej w Polsce w ubiegłym roku.

Wielkość (moc) instalacji (w stosunku do zapotrzebowania na energię elektryczną) ma kluczowe znaczenie dla autokonsumpcji. W szczególności w latach 2022/2023, gdy ceny energii zostały „zamrożone" dla gospodarstw domowych w odpowiednich przedziałach ilości (dla topowego gospodarstwa domowego – 2 MWh/rok) i gdy nie zostały jeszcze wprowadzone taryfy dynamiczne i nie można według przesłanek ekonomicznych podejmować decyzji o zakupie magazynów energii. Przeanalizowano wpływ wielkości instalacji i zapotrzebowania energii z sieci przykładowego gospodarstwa domowego zużywającego średniorocznie 5 MWh energii. Wyniki pokazały, że nawet instalacja przewymiarowana, tj. produkująca więcej energii niż gospodarstwo domowe wykorzystuje, nie jest w stanie obniżyć zapotrzebowania na energię z sieci do poziomu niższego niż 3 MWh. Oznacza to, że nawet w takim przypadku, koszt nadwyżki energii wynoszący ponad 2 MWh będzie większy niż koszt zakupu po cenie energii „zamrożonej", „pierwszych" (najtańszych) 2 MWh energii w danym roku.

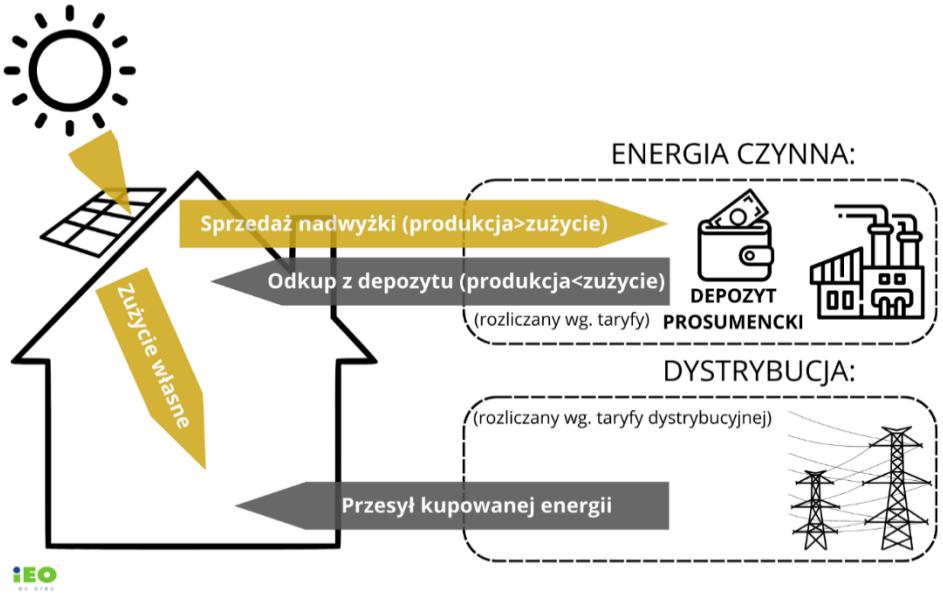
Z analiz wynika, że autokonsumpcja maleje wraz ze wzrostem wielkości instalacji *ceteris paribus*, w skrajnym przypadku przy instalacji 1 kW wynosi niemal 100% (niemal cała energia konsumowana jest na miejscu) – rysunek 3.3. Założono jednak, że z uwagi na efekty skali (koszty pracy powstałe przy budowie jakiejkolwiek instalacji, niezależnie od jej wielkości), minimalna wielkość rozważanej inwestycji powinna wynosić 3 kW.



Rysunek 3.3. *Wymiarowanie instalacji PV rozliczanej w systemie net-billing dla gospodarstwa domowego zużywającego 5 MWh/rok. Oprac. IEO*

Wprowadzony w życie w 2022 roku nowy system rozliczeń prosumentów net-billing prowadzi do większego współczynnika autokonsumpcji, ponieważ instalacje PV są bardziej optymalnie wymiarowane ze względu na sposób rozliczania nadwyżek wyprodukowanej energii elektrycznej. System ten prowadzi również do zamiany wirtualnego „magazynowania energii w sieci" (jak było w poprzednim systemie net-metering) na rzecz wykorzystania nadwyżek tej energii do krótkoterminowego przechowania w magazynach ciepła czy magazynach elektrycznych. Jest to zjawisko korzystane dla wszystkich prosumentów, też tych, którzy weszli do systemu przed końcem 1. kwartału 2022 roku (inaczej ich mikroinstalacje byłyby ograniczone – w szczytach generacji) oraz dla wszystkich odbiorców energii.

Zważając na kwestie techniczne i ekonomiczne, nowelizacją ustawy o OZE w 2021 roku (z datą wejścia przepisów od 2. kw. 2022 roku), model net-metering został zastąpiony modelem net-billing, z 15-letnim horyzontem jego stosowania także przez nowych beneficjentów. Zgodnie z tym modelem energia nadwyżkowa wyprodukowana przez prosumenta nie „czeka" zdeponowana w sieci na jej odbiór. Jest wprowadzana do sieci przez prosumenta na zasadzie sprzedaży (środki ze sprzedaży lokowane są w tzw. indywidualnym depozycie prosumenckim), a pobierana przez niego jako odbiorcę z sieci na zasadzie zakupu. Prosument zgromadzone środki w swoim depozycie może przeznaczyć jedynie na zakup energii czynnej (wtedy kiedy produkcja jest mniejsza niż zużycie), natomiast koszt opłaty dystrybucyjnej ponoszony jest zgodnie z taryfą (poza dostępnym depozytem). Schemat działania systemu net-billing przedstawiony jest na rysunku 3.4.



Rysunek 3.4. *Zasada rozliczeń energii elektrycznej z mikroinstalacji PV w systemie net-billing. Oprac. IEO*

Różnica w cenie zakupu i sprzedaży, obrazująca zmieniające się uwarunkowania pracy KSE, jest motywatorem do podjęcia przez prosumenta aktywności lepiej dopasowujących jego działania do tych uwarunkowań. Polegają one w szczególności na unikaniu bezrefleksyjnego wysyłania energii do sieci w okresach jej nadmiaru (kiedy cena energii jest niska) i pobierania energii z sieci w okresach jej deficytu (kiedy jej cena jest wysoka).

Poniżej zestawiono w formie tabeli różnice w sposobie rozliczeń nadwyżek energii wprowadzanych do sieci elektroenergetycznej w nowym i poprzednim systemie prosumenckim.

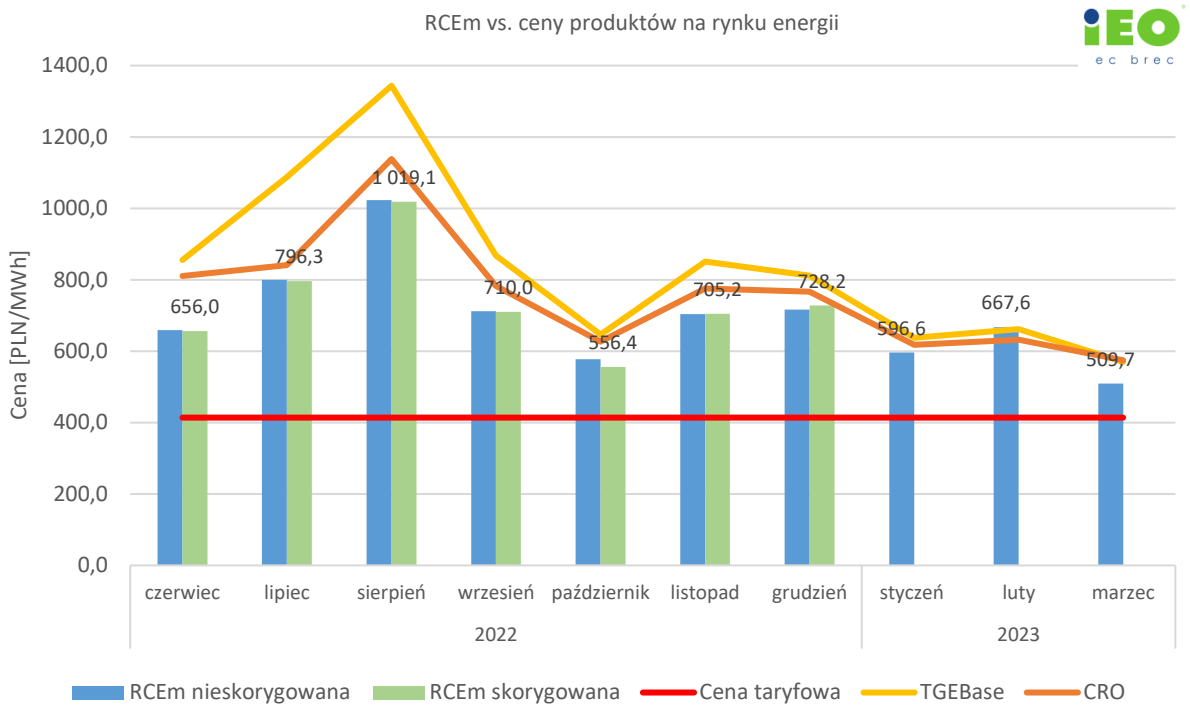
Tabela 3.2. *Porównanie rozliczania nadwyżek energii wprowadzanej do sieci przez prosumentów w systemach net-metering i net-billing*

Podmiot	**Net-metering**		**Net-billing**	
	Zasada	Skutek	Zasada	Skutek
Prosument w gospodarstwie domowym	Opust 0,8 dla mikroinstalacji <10kWp	Przepadek nadwyżki energii zmagazynowanej w sieci ponad wolumen odebrany w cyklu rocznym	Sprzedaż energii po cenie RCEm Zakup energii czynnej po cenie taryfowej w umowie kompleksowej	Wynik finansowy zależny od: Relacji cen zakupu i sprzedaży Relacji wolumenów energii kupowanej i sprzedawanej
	Opust 0,7 dla pozostałych mikroinstalacji			

Ogólne założenia zasady net-billing są prawidłowo skonstruowane (realistyczniej i racjonalniej niż zasady net-metering). Jednakże poprawność jej funkcjonowania silnie zależy od sposobu zdefiniowania cen energii na strumieniach sprzedaży do sieci i zakupu z sieci, a jej atrakcyjność ekonomiczna zależy dodatkowo od umiejętności zarządzania przez prosumenta strumieniami energii pobieranymi i oddawanymi do sieci (nakłada na prosumenta obowiązek świadomego uczestniczenia w procesach rynku energii).

Obecnie, w okresie przejściowym do 30 czerwca 2024 roku, czyli do czasu, kiedy prosumenci zaczną się rozliczać godzina po godzinie po cenie rynkowej oraz do momentu wprowadzenia „umów z ceną

dynamiczną", nadprodukcja energii z PV jest rozliczana na podstawie miesięcznej ceny rynkowej RCEm podawanej comiesięcznie przez PSE. Cenę tę określa PSE na podstawie danych dostarczanych przez OSD. Operator Informacji Rynku Energii (którego funkcję wykonuje właśnie PSE) w przypadku otrzymania korekty danych pomiarowych, oblicza skorygowaną wartość miesięcznej rynkowej ceny energii. Warunkiem dokonania (ogłoszenia) korekty jest wykazanie (wyliczenie) różnicy większej niż 0,1%. Wartości RCEm od początku jej stosowania przedstawiono na rysunku 3.5.



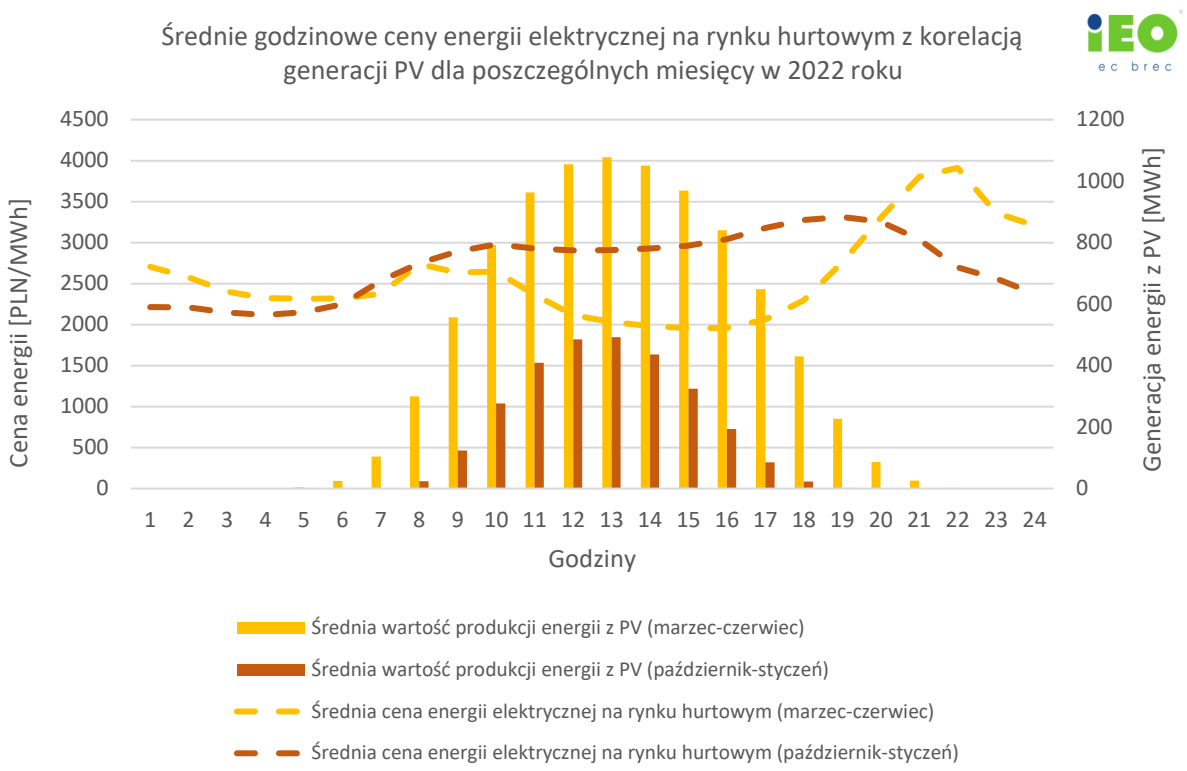
Rysunek 3.5. *Porównanie ceny, po której prosumenci sprzedają energię z innymi cenami produktów na rynku. Źródło: PSE, TGE, OSD. Oprac. IEO*

Cena zakupu energii przez prosumenta zależy od charakteru kontraktu stanowiącego podstawę tego zakupu. W przypadku klasycznych prosumentów (gospodarstw domowych, które nie są prosumentami) w dalszym ciągu obowiązuje prawo odbiorcy do korzystania z taryfy w umowie kompleksowej (zakup energii po cenie ustalonej w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE – aktualnie na poziomie 414 PLN/MWh, co zaznaczono linią czerwoną). Ceny taryfowe obecnie są na stałym poziomie ze względu na „zamrożenie" cen dla gospodarstw domowych.

Jednak prosumenci w systemie rozliczeń net-billing już obecnie (w oparciu o cenę RCEm wraz ze wsparciem z programu „Mój Prąd", o czym więcej w podrozdziale 3.4), a szczególności w oparciu o taryfy dynamiczne bazujące wprost na cenie hurtowej energii (planowane do wprowadzenia w lipcu 2024 roku) mogą skutecznie zinternalizować korzyści aktywnego uczestnictwa w systemie net-billing. W okresie przejściowym, tj. do połowy 2024 roku, narzucony ustawowo mechanizm rozliczania nadwyżek jest mniej korzystny dla prosumenta niż ekspozycja na otwarty rynek. Zarówno indeks giełdowy TGeBASEm, jak i indeks Rynku Bilansującego CRO, w każdym miesiącu rozpatrywanego okresu osiągały wartości wyższe od RCEm.

W miesiącach wiosenno-letnich fotowoltaika w znacznym stopniu obniża cenę energii na rynku hurtowym w godzinach słonecznych, co przekłada się na niższą cenę RCEm (tzw. kanibalizm cenowy). Biorąc pod uwagę miesiące zimowe, cena ta jest na stabilniejszym poziomie, gdyż fotowoltaika ma dużo mniejszą generację, co przekłada się na wyższe ceny RCEm, ale za to mniej energii jest

sprzedawane. Porównanie omówionych przypadków na przykładzie danych z 2022 roku można zaobserwować na rysunku 3.6.



Rysunek 3.6. *Średnie godzinowe ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym z korelacją generacji PV dla wybranych miesięcy w 2022 roku. Źródło: TGE, PSE, ENTSO-E. Oprac. IEO*

Rysunek potwierdza, że po odejściu od „mrożenia" cen energii, w szczególności w docelowym systemie net-billing, nie będzie się opłacać sprzedaż energii do sieci w szczycie dziennym, w szczególności w okresie letnim. Zachęca to do unikania przewymiarowania instalacji i poszukiwania sposobów zagospodarowania nadwyżek w szczytach generacji PV, gdy wartość energii oddawanej dla KSE (na rynku energii) jest najniższa.

Net-billing został otwarty nie tylko dla gospodarstw domowych korzystających z taryf regulowanych grupy „G", ale także dla firm korzystających z taryf grupy „C". Zakres racjonalnego inwestowania podejmowanego przez prosumenta jest zależny od konfiguracji jego potrzeb w zakresie energii elektrycznej i ciepła, ew. elektromobilności oraz przyjętych priorytetów ich zaspokajania. Różnorakie możliwości wykorzystania przez prosumenta PV energii elektrycznej i ciepła, w tym magazynowania nadwyżek w formie tych nośników energii, zostały dostrzeżone w programie wsparcia prosumentów „Mój Prąd" na lata 2022–2024 (więcej w podrozdziale 3.3). Konfiguracje, w jakich mogą funkcjonować instalacje prosumenckie PV, przedstawiono w formie tabeli.

Tabela 3.3. *Konfiguracja potrzeb energetycznych prosumentów PV oraz różnych wariantów form ich zaspokajania w zależności od przyjętych priorytetów. Uwaga: kolorem oznaczono rozwiązania, które razem z wprowadzeniem zasady net-billing wspierane są przez program „Mój Prąd" 4.0 i obecnie 5.0*

<table>
<tr><th colspan="2">Prosument w gospodarstwie domowym</th><th colspan="2">Prosument biznesowy/autoproducent</th></tr>
<tr><td>Potrzeby</td><td>Źródła pokrycia zapotrzebowania</td><td>Potrzeby</td><td>Źródła pokrycia zapotrzebowania</td></tr>
<tr><td colspan="2">Komunalno-bytowe</td><td colspan="2">Biznesowe</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ciepła woda użytkowa</td><td>Źródło konwencjonalne</td><td rowspan="3">Ciepła woda użytkowa</td><td>Źródło konwencjonalne</td></tr>
<tr><td>Kolektor słoneczny lub pompa ciepła</td><td>Kolektor słoneczny lub pompa ciepła</td></tr>
<tr><td>Magazyn ciepła dla c.w.u.</td><td>Magazyn ciepła dla c.w.u.</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Ogrzewanie</td><td>Źródło konwencjonalne</td><td rowspan="3">Ogrzewanie</td><td>Źródło konwencjonalne</td></tr>
<tr><td>Pompa ciepła</td><td>Pompa ciepła</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Magazyn ciepła dla ogrzewania</td><td>Magazyn ciepła dla ogrzewania</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ciepło/chłód technologiczne</td><td>Źródło konwencjonalne</td></tr>
<tr><td>Pompa ciepła</td></tr>
<tr><td>Magazyn ciepła dla ogrzewania</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Energia elektryczna (profil G)</td><td>Sieć OSD</td><td rowspan="3">Energia elektryczna (profil C lub B)</td><td>Sieć OSD</td></tr>
<tr><td>Lokalne źródło OZE</td><td>Lokalne źródło OZE</td></tr>
<tr><td>Magazyn energii elektrycznej</td><td>Magazyn energii elektrycznej</td></tr>
</table>

W systemie net-billing kluczowe staje się optymalne skojarzenie profilu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło (w tym na ciepłą wodę użytkową) z profilem generacji PV i profilem pracy innych urządzeń energetycznych i magazynów energii. Brak aktywnego zarządzania energią i profilem jej zużycia będzie prowadził do dużych nadwyżek energii z PV w okresach, w których cena energii jest najniższa i zapotrzebowania na energię z sieci wtedy, gdy jej cena jest najwyższa (szczyt wieczorny – rysunek 3.6).

3.2. WPŁYW PROGRAMÓW WSPARCIA FINANSOWEGO NA RYNEK PROSUMENCKI

Niewątpliwie trudne dla inwestorów i instalatorów przejście z systemu rozliczeń prosumentów net-metering na net-billing zostało powiązane z dodatkowym systemem wsparcia finansowego. O ile małe, a w szczególności duże farmy fotowoltaiczne, zasadniczo nie korzystają już ze wsparcia inwestycyjnego (działają „na rynku"), o tyle system rozliczeń prosumentów oraz system taryfowania energii elektrycznej (dopłaty do taryf grupy „G") powodują, że w segmencie mikroinstalacji, w szczególności dla gospodarstw domowych, ciągle dostępne są dotacje. Najważniejsze programy to „Mój Prąd," fundusze z regionalnych programów operacyjnych (RPO) i programu operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko" (POiŚ) oraz „Czyste Powietrze". Programy te w różnych okresach „falami" wpływają na rynek i służą jego rozwojowi w wybranych niszach.

Rok 2022 nie był najkorzystniejszym, jeśli chodzi o dostęp do finansowania prosumenckiej fotowoltaiki ze środków publicznych. W Polsce dofinasowanie do PV zasadniczo pochodzi z funduszy unijnych z okresowymi dopłatami z budżetu państwa. W myśl zasady n+3 (tu 2020+3) w br. kończy się wydatkowanie funduszy UE z tzw. perspektywy finansowej 2014–2020, a nowe fundusze na lata 2020–2027 nie są jeszcze uruchomione (dostępne dla beneficjentów). W 2022 roku były, a w 2023 roku są zasadniczo ciągle, wydawane fundusze UE („zaoszczędzone" lub niewydane wcześniej) z lat 2014–2020 lub dodatkowe fundusze UE na przeciwdziałanie skutkom kryzysu wywołanego pandemią Covid-19, w tym REACT-UE. Do czasu uruchomienia KPO i nowych funduszy UE (strukturalnych i spójności) na lata 2021–2027, przełom lat 2023/2024 może być okresem przejściowym o ograniczonym dostępie do funduszy UE lub też finansowanie takich programów, jak „Mój Prąd" czy „Czyste Powietrze", może być podtrzymane z budżetu państwa. Dysponentem funduszy na inwestycje w PV, zarówno w przypadku funduszy UE jak i krajowych, jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

„Mój Prąd"

W 2019 roku ogłoszona została przez NFOŚiGW pierwsza edycja programu „Mój Prąd". Program ten bardzo ożywił sektor PV, a szczególnie sektor gospodarstw domowych, które mogły z niego bezpośrednio skorzystać. Dotychczasowe edycje programu „Mój Prąd" przyczyniły się do szybkiego i powszechnego rozwoju rynku PV w Polsce. Z programu do końca czwartej edycji (tzw. edycja 4.0 otwarta do połowy marca br.) skorzystało łącznie ponad 431 tys. gospodarstw domowych, a łączna moc fotowoltaiki, która powstała z tym wsparciem, wynosi 2492 MW – tabela 3.4.

Tabela 3.4. *Podsumowanie edycji programu „Mój Prąd". Źródło: NFOŚiGW. Oprac. IEO*

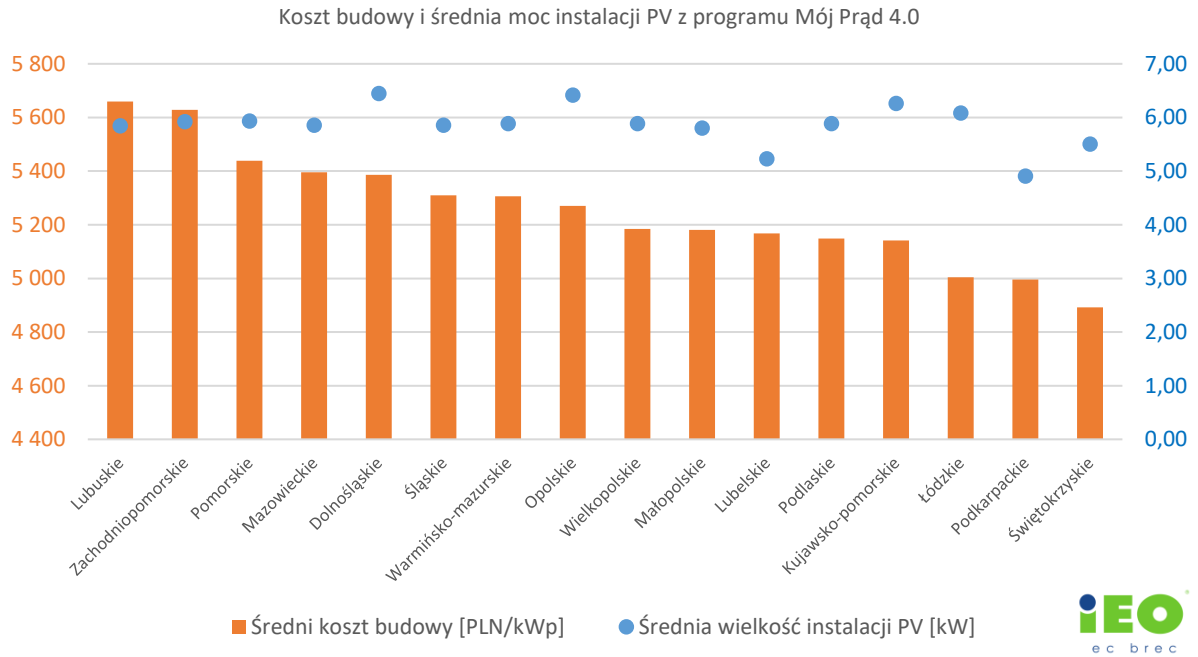
	Nabór I	Nabór II	Nabór III	Nabór IV i IV+
Termin	30.06–20.12.2019	13.01–6.12.2020	1.07–22.12. 2021	15.04.2022 – 17.03.2023
Budżet w naborze [PLN]	1 159 000 000 (NI, NII)	1 159 000 000 (NI, NII)	534 000 000	855 000 000 (NIII, NIV, NIV+)
Maksymalna kwota dofinansowania dla mikroinstalacji [PLN]	5 000	5 000	3 000	20 500 (po 15.12.2022 31)
System rozliczania się z wyprodukowanej energii	Net-metering	Net-metering	Net-metering	Net-billing
Łączna moc instalacji [MW]	160,5	1 208	917,1	205,9
Liczba przyznanych dofinansowań	28 779	209 114	157 879	35 383

Program „Mój Prąd" to program fundowany przez NFOŚiGW, który dofinansowuje mikroinstalacje PV. Od rozpoczęcia I naboru w 2019 roku do 17 marca 2023 roku (do wyczerpania budżetu naboru IV+) zapewnił indywidualnym prosumentom wsparcie w wysokości 1,85 mld złotych. Znacznie przyczynił się do wzrostu udziału sektora prosumenckiego w polskim rynku fotowoltaicznym. „Mój Prąd" jest programem centralnym, ale wykazuje silne zróżnicowanie regionalne. Największą liczbę przyznanych dofinansowań, a także łączną moc zainstalowaną w mikroinstalacjach PV w ramach programu „Mój Prąd", odnotowano w województwie mazowieckim, zaraz za nim plasują się województwa: wielkopolskie, śląskie i małopolskie. Średnia moc instalacji na terenie kraju wynosiła 5,82 kW. Dla poszczególnych województw przyjmuje ona wartości z zakresu od 4,98 kW dla podkarpackiego do 6,41 kW dla opolskiego.

Tabela 3.5. *Podsumowanie edycji programu „Mój Prąd" I–IV. Źródło: NFOŚiGW. Oprac. IEO*

Województwo	Liczba przyznanych dofinansowań do projektów instalacji PV	Sumaryczna mocy instalacji [kW]	Średnia moc instalacji [kW]	Sumaryczne dofinansowanie [PLN]	Procent gosp. dom., które otrzymały dofinansowanie [%]	Liczba gospodarstw domowych
Mazowieckie	50 347	290 726,7	5,77	216 868 456	2,4%	2 074 600
Wielkopolskie	49 005	282 405,0	5,76	210 659 476	4,0%	1 229 900
Śląskie	47 614	280 998,7	5,90	209 311 138	2,6%	1 817 800
Małopolskie	46 187	268 241,3	5,81	198 726 029	3,9%	1 191 800
Podkarpackie	36 565	182 007,7	4,98	157 330 645	5,1%	713 000
Dolnośląskie	27 942	176 352,6	6,31	120 537 855	2,4%	1 157 400
Pomorskie	27 164	157 245,4	5,79	114 150 115	3,1%	866 700
Łódzkie	26 390	158 217,9	6,00	113 248 103	2,7%	969 100
Lubelskie	26 167	142 120,4	5,43	108 279 405	3,3%	786 100
Kujawsko-pomorskie	20 167	123 540,0	6,13	86 424 715	2,6%	784 500
Świętokrzyskie	16 344	87 194,2	5,33	69 751 072	3,6%	454 800
Zachodniopomorskie	13 372	78 537,7	5,87	56 060 113	2,0%	682 400
Warmińsko-mazurskie	13 069	76 255,5	5,83	55 195 191	2,4%	540 400
Opolskie	11 682	74 922,1	6,41	50 723 866	3,1%	373 600
Lubuskie	9 896	60 800,2	6,14	42 271 390	2,5%	391 100
Podlaskie	9 244	52 348,0	5,66	39 608 659	2,1%	449 000

„Mój Prąd" wykazuje silne zróżnicowanie regionalne, także jeśli chodzi o średnie koszty budowy instalacji w przeliczeniu na kW_p instalacji PV[13]. Zróżnicowana i niekorelująca z ceną jest też średnia moc instalacji budowanych w danym województwie. Różnice regionalne w cenach urządzeń w ostatniej edycji programu „Mój Prąd 4.0" przedstawiono na rysunku 3.9.



Rysunek 3.9. *„Mój Prąd 4.0" – statystyki dotyczące kosztów i średniej mocy instalacji PV. Źródło: NFOŚiGW. Oprac. IEO*

[13] „Mój Prąd 4.0" oprócz instalacji PV dawał możliwość uzyskania środków na urządzenia dodatkowe, w tym w szczególności na różne magazyny energii oraz systemy zarządzania energią, wspierające funkcjonowanie mikroinstalacji w systemie net-billing na rynku energii. W zestawianiu cen mikroinstalacji PV pominięto urządzenia dodatkowe (więcej na temat urządzeń dodatkowych w kolejnym podrozdziale)

Z danych otrzymanych od NFOŚiGW wynika, że najdroższe instalacje były wykonywane na Lubelszczyźnie i w Zachodniopomorskiem – ponad 5 600 PLN, najtańsze natomiast w Łódzkiem, na Podkarpaciu i w Świętokrzyskiem – poniżej 5 000 PLN.

RPO i POiŚ oraz inne programy

Regionalne Programy Operacyjne (RPO) i Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) na lata 2014–2020 to dofinansowywane z Funduszy Europejskich programy realizowane na skalę odpowiednio regionalną i krajową. Część budżetu przeznaczana jest na wsparcie technologii odnawialnych źródeł energii i poprawę ich udziału w miksie energetycznym Polski. Do końca 2021 roku podpisano ponad 2800 umów dotyczących projektów związanych z energetyką słoneczną, które stanowiły aż 92% wszystkich realizowanych projektów w zakresie OZE.

Według danych otrzymanych od Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej (MFiPR), w ramach programów RPO i POIiŚ całkowite nakłady inwestycyjne instalacji słonecznych przekroczyły 7 mld złotych, z czego łączna kwota dofinansowania tych projektów ze środków Unii Europejskiej wyniosła ponad 4,27 mld, złotych, Do końca 1. kwartału 2022 roku (po tym okresie przybyły tylko śladowe ilości inwestycji) z RPO i POiŚ dofinansowano i zrealizowano łącznie 1 261 MW mocy w mikroinstalacjach PV

Oprócz głównego, jakim jest „Mój Prąd" oraz RPO z POIiŚ, pewne wsparcie dla budowy mikroinstalacji, w szczególności w sektorze gospodarstw domowych w mieście i na wsi, dołożyły inne programy takie jak „Czyste Powietrze" i „Agroenergia". Ich wkład w rozwój mikroinstalacji był jednak mniej znaczący. Według danych otrzymanych z NFOŚiGW z ich pomocą do końca 2022 roku zrealizowano ok. 157 MW mocy w mikroinstalacjach.

Podsumowanie

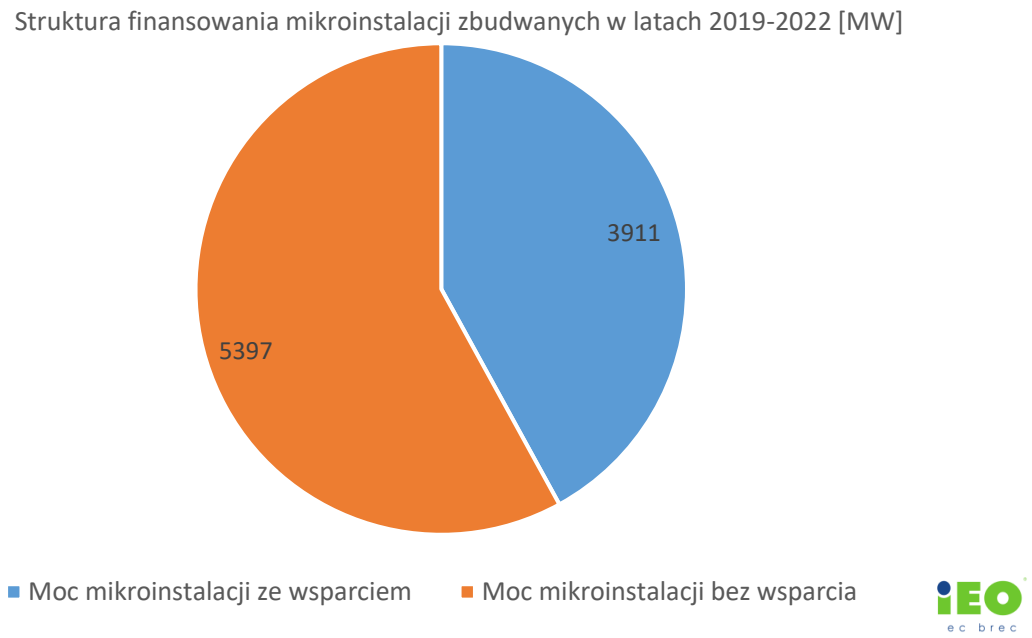
W rozwoju rynku mikroinstalacji prosumenckich najwięcej znaczyły programy „Mój Prąd" oraz RPO i POIiŚ. W tabeli 3.6 przedstawiono ich łączny wkład w rozwój polskiego sektora mikroinstalacji.

Tabela 3.6. *Zestawienie rezultatów programów RPO i POIiŚ z programem „Mój Prąd" (wszystkie dotychczasowe nabory od I do IV+)*

	RPO i POIiŚ na lata 2014 –-2020 (stan na 2022 roku)*	**Program „Mój Prąd" Nabory od I do IV+ (stan na 15 marca 2023 roku)**
Całkowita moc zainstalowana	1 261 MW	2 492 MW
Całkowita liczba inwestycji	2 837	431 155
Całkowite nakłady inwestycyjne	9,04 mld PLN	22,26 mld PLN
Łączna kwota dofinansowania	5,51 mld PLN	1,85 mld PLN

*Dane mogą nie uwzględniać niewielkiej liczby mikroinstalacji oddanych do użytku w ostatnich miesiącach 2022 roku

Programy wsparcia dały istotny bodziec do inwestycji we własne instalacje PV, głównie w gospodarstwach domowych (w RPO ok. 28% wsparcia trafiło do firm). Z mocy ogólnej zainstalowanej w mikroinstalacjach na koniec 2022 roku wynoszącej 9,3 GW, niecałe 4 GW zostało wybudowane ze wsparciem, natomiast 5,4 GW (większość) powstała bez wsparcia – rysunek 3.10.



***Rysunek 3.10**. Struktura budowy mikroinstalacji PV z wykorzystaniem dotacji i zrealizowanych bez wsparcia. Oprac. IEO*

Zestawienie wskazuje na mniejsze od powszechnie oczekiwanego (i spadające w czasie) znaczenie dotacji w rozwoju rynku mikroinstalacji w Polsce. Pewnym czynnikiem działającym na rzecz odejścia w strukturze inwestycji od dotacji jako głównego kryterium decydującego o inwestycji na rzecz inwestycji na zasadach rynkowych były wzrosty cen energii w latach 2021–2022, a w szczególności obawy ich dalszego wzrostu. Wśród inwestujących bez wsparcia mogły znajdować się gospodarstwa domowe, które decydowały się na inwestycje w miesiącach, gdy wyczerpywane były kolejne nabory wniosków (luki czasowe w dostępie do funduszy) bądź takie, które nie spełniały kryteriów lub uznały, że ulga podatkowa w PIT jest wystarczającym wsparciem.

Wydaje się jednak, ze niedoszacowana była liczba i moc mikroinstalacji powstających w firmach, które od 2. kwartału 2022 roku stały się równoprawnym (na równi z gospodarstwami domowymi) beneficjentami systemu rozliczeń net-billing. W tej grupie tzw. prosumentów biznesowych są małe firmy, sklepy, przedsiębiorstwa, które zaczęły rynkowo reagować na wysokie ceny energii. Udział firm w dalszym rozwoju rynku mikroinstalacji będzie rósł w najbliższych latach, także dlatego, że budują większe moce, a ich profile zużycia prowadzą do większej autokonsumpcji niż w przypadku gospodarstw domowych (por. podrozdział 3.2).

Przyszłość programów finansowania mikroinstalacji

Z końcem 2023 roku zakończy się obecna edycja dofinansowań z Funduszy Europejskich. Nadchodząca edycja funduszy na lata 2021 –2027 na energetykę odnawialną i ochronę środowiska, zwana FEnIKS (Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko), będzie wspierać obniżenie emisyjności gospodarki i poprawę funkcjonowania sieci elektroenergetycznych, która jest konieczna przy zniesieniu ograniczeń dostępu mikroinstalacji PV do sieci. To ostatnie, wraz z poprawą funkcjonowania mikroinstalacji PV w sieci i na rynku energii i integracji z innymi rozwiązaniami stosowanymi w zaopatrzeniu budynków w czystą energię oraz zapewnienie krajowych dostaw technologii PV dla prosumentów, wydaje się być obecnie priorytetem, jeśli chodzi o finansowanie fotowoltaiki.

W tym kierunku ewoluuje program „Mój Prąd”. Już czwarta edycja „Mój Prąd 4.0” rozszerzona została o możliwości dofinansowania dodatkowych urządzeń wspomagających większą autokonsumpcję energii –- magazynów energii, magazynów ciepła oraz systemów zarządzania. Wyższe dofinansowanie do magazynów energii i ciepła pozwoliło ożywić rynek towarzyszący fotowoltaice. Najnowsza edycja programu „Mój Prąd 5.0” wystartowała w Dzień Ziemi 22 kwietnia 2023 roku. Budżet dotacyjny tej edycji został określony na 500 mln PLN, w tym 100 mln zł z niewydanej części funduszy unijnych 2015 –2020 i dodatkowych 400 mln PLN z własnych zasobów NFOŚiGW.

Nowa edycja programu „Mój Prąd 5.0” również jest nastawiona na zwiększenie autokonsumpcji energii oraz ponownie rozszerzona o nowe urządzenia. Oprócz wsparcia magazynów energii, magazynów ciepła i systemów zarządzania, obejmuje też możliwość dofinansowania i zakupu oraz montaż technologii komplementarnych, takich jak kolektory słoneczne, i pomp ciepła. W przypadku pomp ciepła chodzi o pompy powietrze-woda, powietrze-woda o podwyższonej klasie efektywności energetycznej, powietrze-powietrze, a także gruntowych pomp ciepła o podwyższonej klasie efektywności energetycznej.

Wnioskodawcy, którzy będą mogli skorzystać z programu, zostali podzieleni na trzy grupy:

i. Wnioskodawcy rozliczający się z wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie net-billing, którzy dotychczas nie skorzystali z dofinansowania,
ii. Wnioskodawcy rozliczający się z wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie net-metering (systemie opustów), którzy nie skorzystali z dofinansowania, ale zdecydują się na przejście do rozliczeń w systemie net-billing,
iii. Wnioskodawcy rozliczający się z wyprodukowanej energii elektrycznej w systemie net-metering (systemie opustów), którzy skorzystali z dofinansowania, przeszli na system rozliczeń net-billing i zgłoszą do dofinansowania urządzenie dodatkowe.

Podobnie jak w poprzednich edycjach programu, utrzymany został warunek dofinansowania do 50% kosztów kwalifikowanych.

Zestawienie wielkości dofinansowań 5 edycji programu „Mój Prąd” przedstawiono w tabeli 3.7.

Tabela 3.7. *Zestawienie parametrów i zasad programu „Mój Prąd 5.0”*

„Mój Prąd 5.0”									
Przedmiot dofinansowania	Mikroinstalacja PV				Pompa ciepła PC				Kolektor słoneczny KS
Moc instalacji PV	2–10 kW								
Elementy dodatkowe	PV	PV + magazyn ciepła (zasobnik cwu., bufor ciepła)	PV + akumulator*	system zarządzania energią HEMS/EMS	powietrze-powietrze	powietrze-woda	powietrze-woda (podwyższona efektywność)	gruntowa	Kolektor słoneczny
Grupa wnioskodawców I	6000								
Grupa wnioskodawców II		7.000 + 5.000	7.000 + 16.000	3.000	4.400	12.600	19.400	28.500	3.500
Grupa wnioskodawców III		3.000 + 5.000	3.000 + 16.000	3.000	4.400	12.600	19.400	28.500	3.500
Maks. dofinansowanie	58.000 PLN								

pojemność min. 2 kWh. Cena max. 4000 PLN/kWh

Obecna edycja programu wspiera większą autokonsumpcję energii poprzez dodatkowe urządzenia, ale również daje możliwość wykorzystania nadwyżek na potrzeby cieplne. Oprócz magazynowania energii, wykorzystać ją można do zasilenia pompy ciepła na potrzeby CO czy CWU.

Dodatkowo, autokonsumpcja jest wymuszana administracyjnie. Mikroinstalacja fotowoltaiczna powinna być tak dobrana, aby całkowita ilość energii elektrycznej wyprodukowanej i odprowadzonej do sieci energetycznej przez mikroinstalację objętą dofinansowaniem w rocznym okresie rozliczeniowym, nie przekroczyła 120% całkowitej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci energetycznej w tym samym okresie.

Poszarzanie programu „Mój Prąd" o nowe elementy wymusza na instalatorach posiadanie szerszej wiedzy o rynku energii i integracji sektorów energii elektrycznej i ciepła. W tabeli 3.8 zestawiono strukturę efektów funkcjonowania programu „Mój Prąd 5.0" zaledwie tydzień po uruchamianiu naboru.

Tabela 3.8. *Najpopularniejsze elementy programu „Mój Prąd 5.0", na które składane są wnioski o dotacje (efekty pierwszego tygodnia naboru). Źródło: wiceprezes NFOŚiGW Paweł Mirowski*

Urządzenie	Udział w budżecie na podstawie złożonych wniosków
Mikroinstalacja PV	47,5%
Magazyn bateryjny	39,6%
Magazyn ciepła	5,7%
HEMS/BEMS	6,8%
Kolektor słoneczny	0,5%

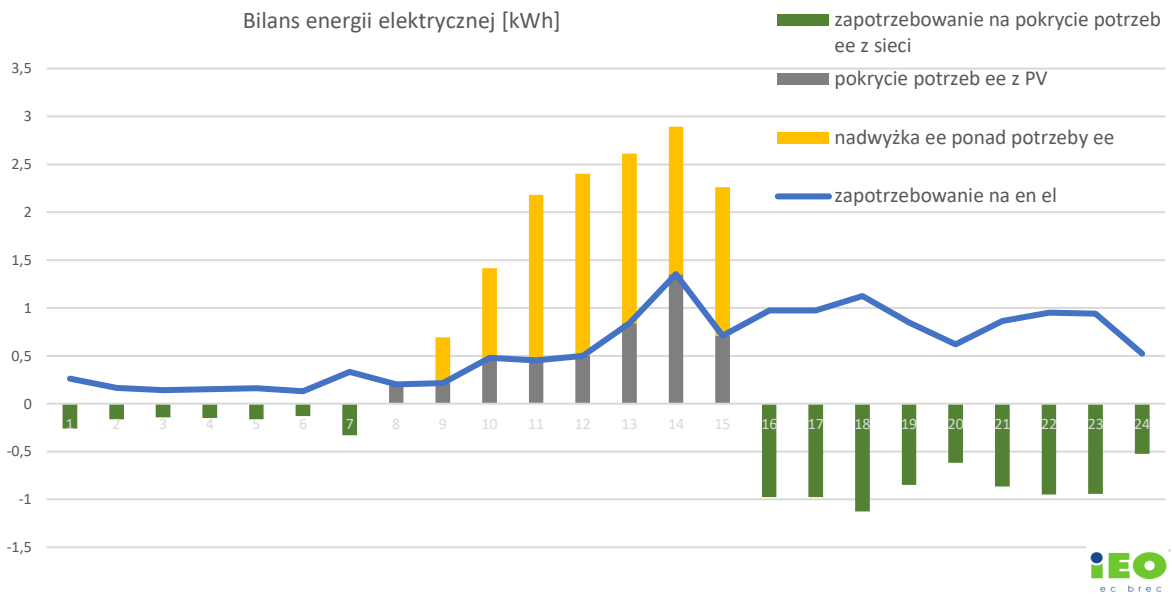
W aktualnym podejściu tworzenia funduszy na rzecz mikroinstalacji, fotowoltaika ciągnie za sobą rynek instalacji i rozwiązań towarzyszących.

3.3. Wpływ mechanizmu rozliczeń Net-billing i dotacji „Mój prąd" na opłacalność inwestycji prosumentów indywidualnych i biznesowych

Prosumenci biznesowi, nawet w segmencie mikroinstalacji (do 50 kW) są w pełni wystawieni na ryzyko rynkowe wysokich cen energii, ale zasadniczo nie korzystają z systemów wsparcia finansowego, a w szczególności z dotacji. Z kolej prosumenci indywidualni korzystają ze skrośnego dofinansowania do cen energii (taryfy grupy „G"), ale mogą liczyć na dotacje, w szczególności z programu „Mój Prąd". Dotacje są konieczne, aby uzyskać tzw. bankowalność inwestycji. Dlatego analizy opłacalności dla inwestujących w mikroinstalacje w systemie net-billing przeprowadzono odrębnie dla prosumentów indywidualnych (gospodarstwa domowe) i biznesowych (firmy).

Prosumenci indywidualni

Na rysunku 3.11 przedstawiono przykładowy profil godzinowy generacji i zużycia energii elektrycznej w domu jednorodzinnym w wybranym dniu 31 marca 2022 roku.



Rysunek 3.11. *Bilans godzinowy energii elektrycznej dla doby 28 marca 2022 roku. prac. własne IEO*

Powyższe profile generacji, cen energii i potrzeb energetycznych posłużyły do analiz ekonomicznych inwestycji prosumenckiej PV. Parametry inwestycji zestawiono w tabeli 3.9.

Tabela 3.9. *Wybrane założenia dotyczące inwestycji prosumenckiej PV*

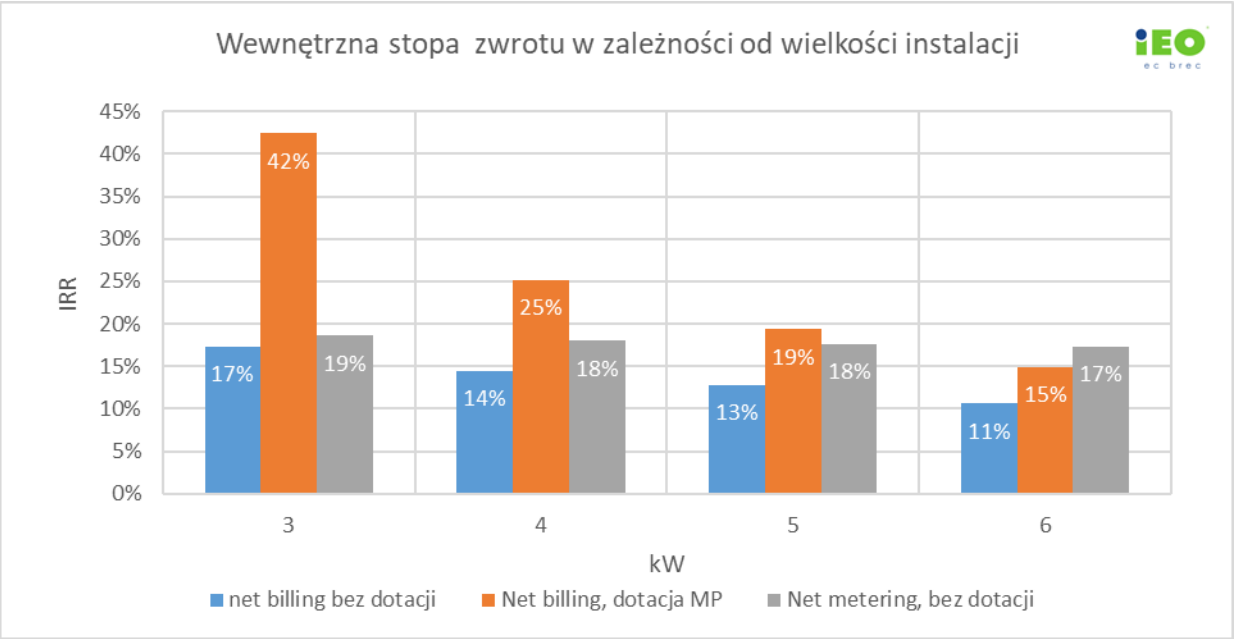
Parametr	Wartość	Jednostka
Roczne zużycie prądu	5000	kWh
Taryfa	G12	
Moc instalacji PV	5	kW
Koszt instalacji PV	5000	PLN/kW
Roczna produktywność instalacji PV	1 060,70	kWh/kW
Roczna degradacja modułów	0,5	%
Stopa procentowa	9	%
Dofinansowanie z „Mój Prąd 4.0” (opcja)	6000	PLN/kW

Przeprowadzono analizę przepływów pieniężnych dla 3 wariantów:

1) mikroinstalacji działającej w systemie net-billing,
2) mikroinstalacji działającej w systemie net-billing, korzystając z dotacji z programu „Mój Prąd”,
3) porównawczego wariantu hipotetycznego – mikroinstalacji działającej w systemie net-metering.

wraz z analizą wrażliwości uwzgledniającą zmianę mocy instalacji PV.

Wyniki analiz ekonomicznych przedstawiono na rysunku 3.12.



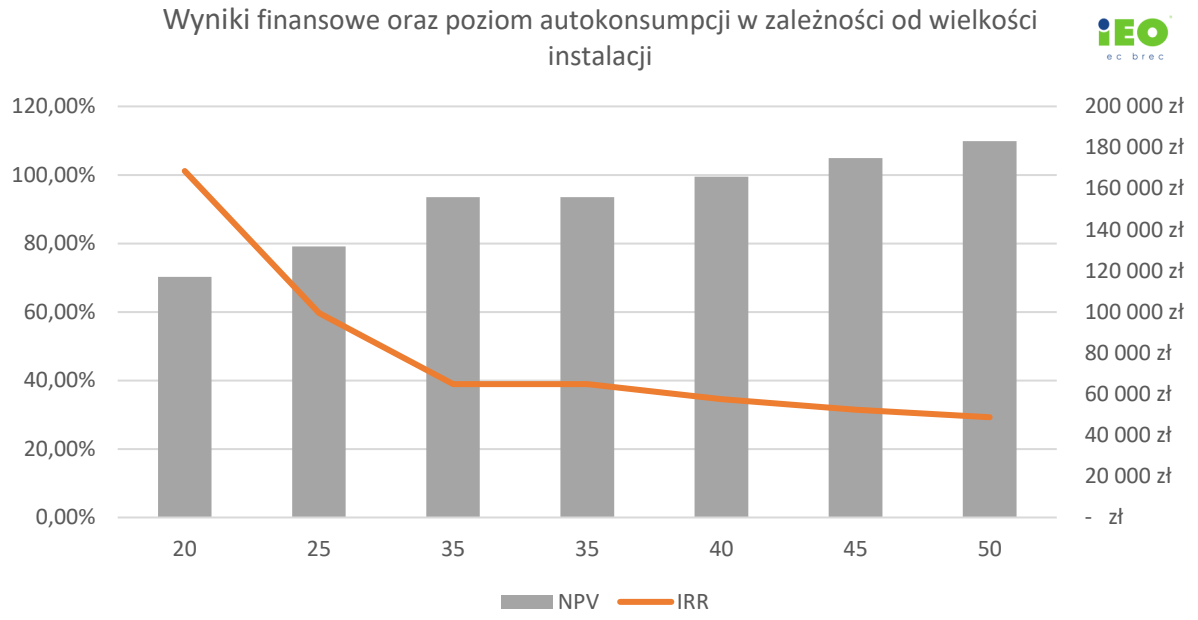
Rysunek 3.12. *Rentowność (wewnętrzna stopy zwrotu) inwestycji w prosumencką instalację PV w domu jednorodzinnym w systemie net-billing z dotacją „Mój Prąd 4.0”, w zależności od wielkości instalacji i w porównaniu z hipotetyczną realizacją inwestycji w systemie net-metering*

Wyniki analiz prowadzą do wniosku, że w systemie net-billing (nawet bez dotacji), jak i w net-metering wraz ze spadkiem wielkości instalacji rośnie autokonsumpcja, co skutkuje wzrostem wewnętrznej stopy zwrotu z zaangażowanych środków. Wpływ ten jest jednak niemalże niezauważalny w przypadku systemu net-metering. System net-billing, przy uwzględnieniu dotacji z programu „Mój Prąd”, oferuje porównywalną, oczekiwaną stopę zwrotu, jak inwestycja w systemie net-metering.

Gwałtowne spowolnienie na rynku prosumenckim po pierwszym kwartale 2022 roku, czyli po zastąpieniu systemu rozliczeń net-metering przez net-billing (z jednoczesnym dostosowaniem programu dotacji „Mój Prąd”), nie znajdowało pełnego uzasadnienia w analizach ekonomicznych i musiało wynikać z dodatkowych czynników, takich jak obawa przed zmianą status quo. Nowy system rozliczeń jest trudniejszym dla prosumentów i instalatorów, gdyż wymaga znajomości podstaw rynku energii, ale niesie za sobą szereg korzyści, w szczególności ogranicza ryzyka związane z odłączaniem instalacji prosumenckich od sieci w szczytach generacji PV.

Prosumenci biznesowi

Analogiczne analizy przeprowadzone dla prosumenta biznesowego korzystającego z droższej grupy taryfowej C21 zużywającego 112 MWh energii elektrycznej rocznie (reprezentatywny przykład, średnie miesięczne zużycie energii elektrycznej – 9,3 MWh) i wykorzystującego większe mikroinstalacje o mocy powyżej 10 kW. Pomimo braku możliwości skorzystania z dotacji z programu „Mój Prąd” (czy „Czyste Powietrze”), analizy prowadzą do jeszcze lepszych wyników ekonomicznych – rysunek 3.9.



Rysunek 3.13. Wyniki finansowe prosumenta biznesowego w zależności od wielkości instalacji

W przypadku większości podmiotów kupujących energię elektryczną w taryfie C, budowa instalacji PV (w szczególności instalacji dachowej, jakie były tutaj rozważane) jest inwestycją racjonalną, dającą atrakcyjną stopę zwrotu, tym większą, im wyższy jest poziom autokonsumpcji.

W nowych uwarunkowaniach można zatem rozwijać prosumenckie modele biznesowe: atrakcyjne, w pełni racjonalne i odporne na zakłócenia oraz opłacalne ekonomicznie. Ponadto system net-billing otwiera duże możliwości wprowadzania innowacji i dalszej poprawy wyników ekonomicznych, m.in. przez zwiększanie autokonsumpcji, w tym poprzez stosowanie magazynów ciepła i energii elektrycznej, i nowych technologii zarządzania energią (w przypadku prosumenta indywidualnego od niemal roku są wspierane w ramach programu „Mój Prąd").

3.4. Wpływ net-billing i dotacji „Mój Prąd" na rynek i opłacalność magazynów energii

Rynek magazynów energii

Rynek magazynów energii (w formie ciepła i energii elektrycznej) dla prosumentów w Polsce rozwija się niemal wyłącznie dzięki dotacjom z programu „Mój Prąd". Podstawy rynkowe rozwoju magazynów prosumenckich zostały osłabione w II połowie 2022 roku i w I połowie 2023 roku ingerencją ustawodawcy w rynek energii.

Ingerencja w ceny energii i ich profil dotyczy m.in. ustawy z 27 października 2022 roku o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku, która dla gospodarstw domowych ustaliła stałą (niezależną od godziny) cenę 693 zł/MWh, bez wskazania godzin szczytowych, gdy cena energii, zgodnie z wymogami UE, powinna być wyższa o 10%. Do tego doszło całkowite zawieszenie obliga giełdowego i ingerencja w rynek bilansujący (w ofertach składanych na rynku bilansującym będą nie wyższe niż maksymalna cena ofertowa). Te zmiany nie służyły działaniu prawa wartości w energetyce i tworzeniu modeli

biznesowych dla magazynów energii, czy np. budowie instalacji PV eksponowanych na wschód lub zachód. Inwestycje w magazyny energii są realizowane bardziej z myślą o odejścia w 2024 roku od ingerencji w rynek i planami wprowadzenia taryf dynamicznych od lipca 2024 roku, w tym przejścia prosumentów na pełny net-billing (rozliczeń według cen energii według taryf dynamicznych czasu rzeczywistego, już na uwolnionym rynku energii).

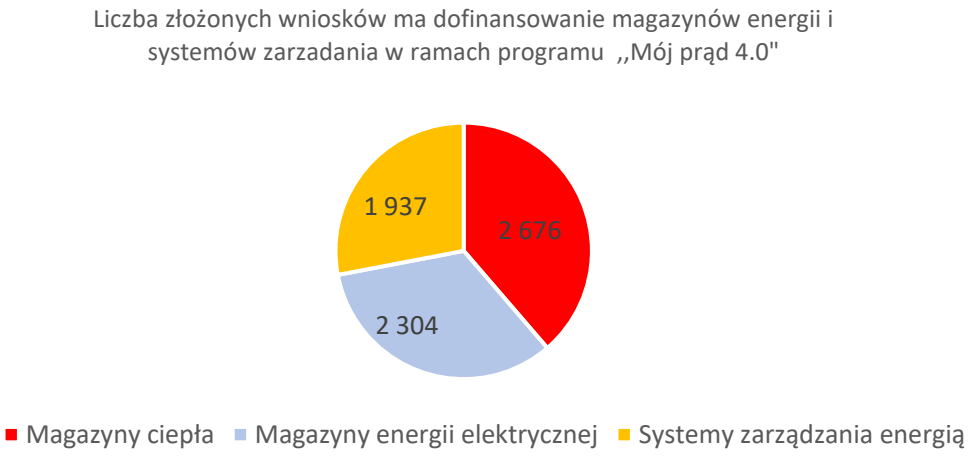
Program „Mój Prąd", bardzo dobry w założeniach, jeśli chodzi o tworzenie rynku energii z PV z wykorzystaniem innowacji i takich rozwiązań, jak magazyny energii i systemy zarządzania energią, nie trafił w odpowiedni moment, jeśli chodzi o otoczenie regulacyjne. Nie znaczy to jednak, że nie przynosi efektów[14].

Jak wspominano w Rozdziale 3.1, program „Mój Prąd" od roku wspiera budowę zarówno magazynów ciepła, jak i energii elektrycznej oraz systemów zarządzania energią (BEMS/HEMS) – tabela 3.10.

Tabela 3.10. Dofinansowanie instalacji PV z magazynami energii i systemami zarządzania w programie „Mój Prąd"

	„Mój Prąd 4.0"			„Mój Prąd 5.0"		
data montażu	od 15.04.2022			po 15.04.2022		
elementy dodatkowe	PV + magazyn energii cieplnej	PV + magazyn energii elektrycznej o mocy od 2 kW	PV + EMS/HEMS pod warunkiem zakupu magazynu	PV + magazyn ciepła (zasobnik c.w.u., bufor ciepła)	PV + magazyn energii elektrycznej	PV + urządzenie do zarządzania energią
kwota dofinansowania [zł]	5 000	7 500	3 000	5 000	16 000	3 000

Pomimo niezwykle trudnego okresu na rynku energii, dane po 11 miesiącach działania programu są zachęcające. W sumie w dotychczasowych edycjach programu 4.0 i 5.0 złożono 4980 wniosków na magazyny ciepła i energii elektrycznej – rysunek 3.14.

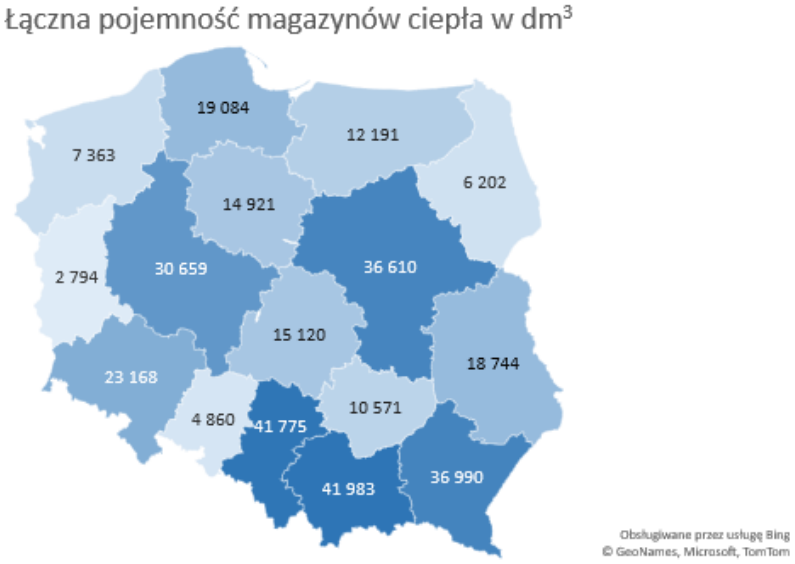


Rysunek 3.14. *Wnioski na magazyny energii i systemy zarządzania złożone do programu „Mój Prąd"*

[14] Podobne programy w Niemczech doprowadziły do tego, że flota domowych systemów magazynowania energii w 2023 roku przekroczy moc 1 GW

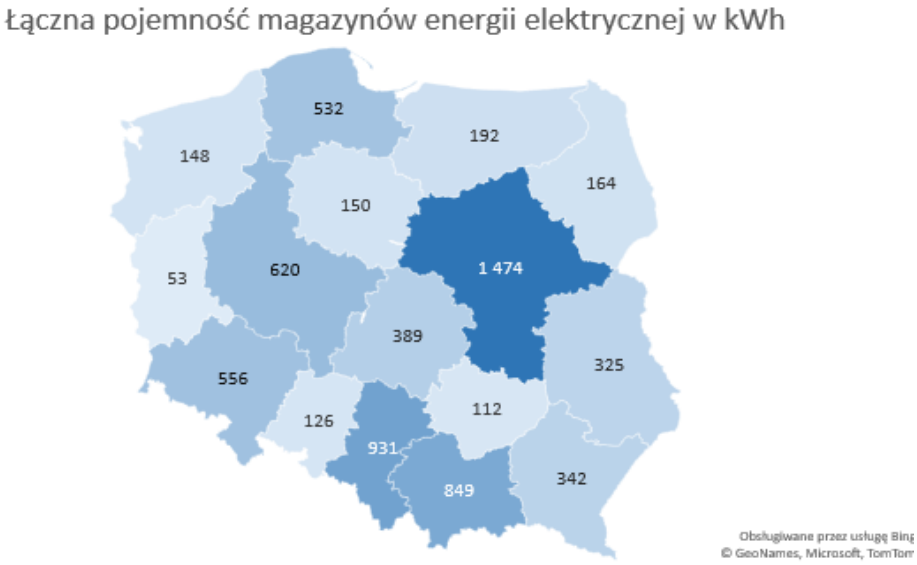
Zgodnie z danymi uzyskanymi od NFOŚiGW, na dzień 13.03.2023 liczba wniosków do programu „Mój Prąd" 4.0 i 5.0 wyniosła 35 383, czyli magazyny energii występowały w 14% wniosków.

Więcej wniosków dotyczyło magazynów ciepła niż energii elektrycznej. Najwięcej wniosków na magazyny ciepła (w przeliczeniu na pojemność) zostało złożonych w województwach mazowieckim (4531) oraz śląskim (4409). Województwami przodującymi w łącznej pojemności magazynów ciepła były województwa małopolskie (41 983 dm^3) oraz śląskie (41 775 dm^3) – rysunek 3.15.



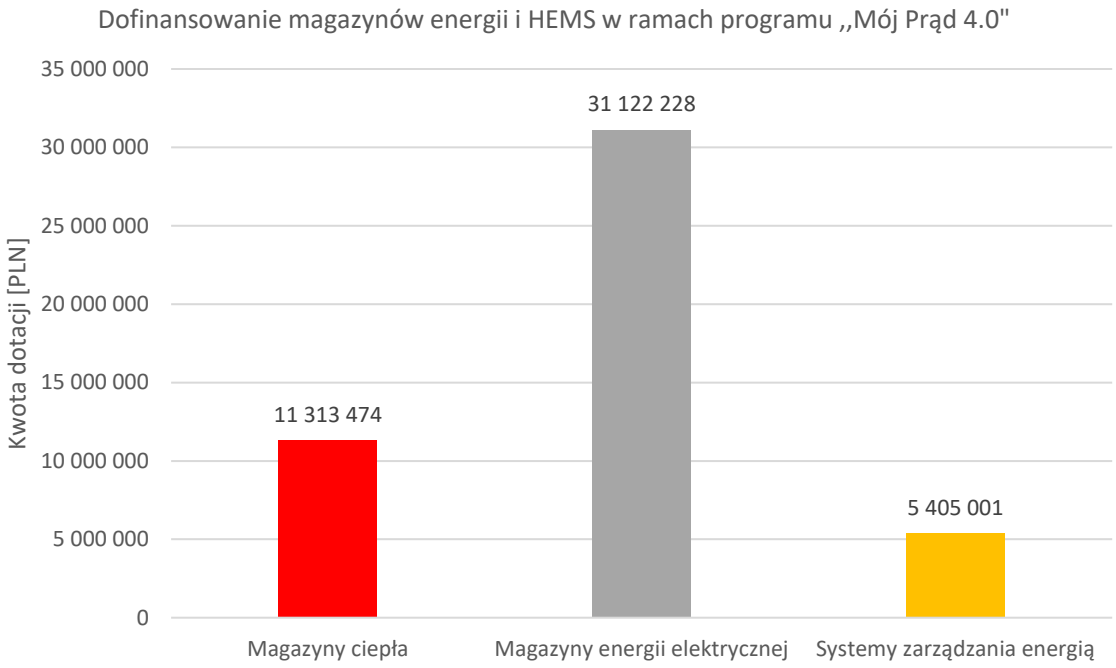
Rysunek 3.15. *Podział na województwa pod względem pojemności magazynów ciepła w ramach programu „Mój Prąd 4.0"*

Zainstalowane magazyny ciepła mają równoważną pojemność 30 MWh, podczas gdy magazyny bateryjne energii elektrycznej mają pojemność 6,9 MW. W przypadku magazynów energii elektrycznej, czyli droższej z technologii, wyraźnie dominowało województwo mazowieckie z magazynami o łącznej pojemności 1 474 kWh – rysunek 3.16.



Rysunek 3.16. *Podział na województwa pod względem pojemności magazynów energii elektrycznej w ramach programu „Mój Prąd 4.0"*

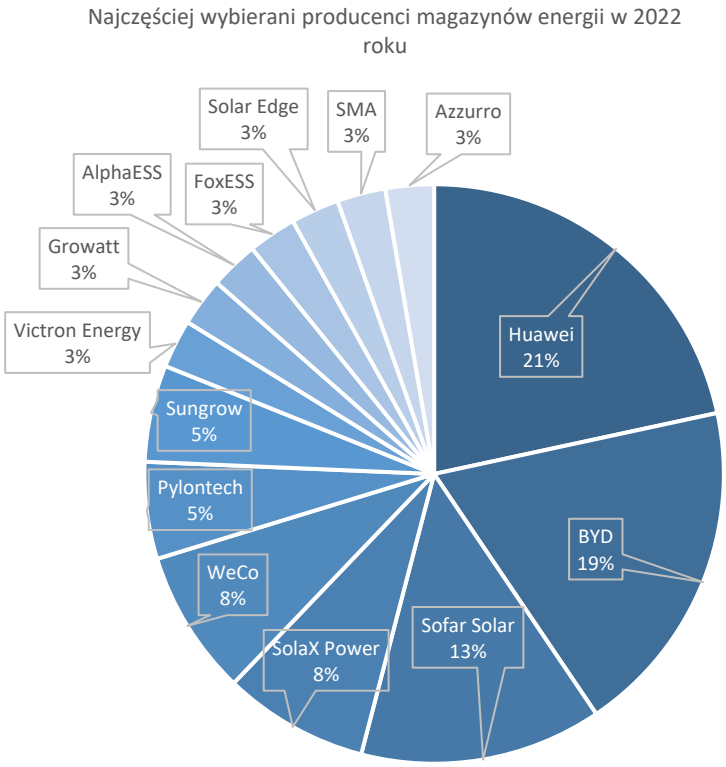
Zgodnie z końcowymi wynikami programu, podanymi przez NFOŚiGW, średnie dofinansowanie magazynów ciepła wyniosło 4 227 zł, natomiast magazynów energii elektrycznej 13 508 zł – rysunek 3.17.



Rysunek 3.17. *Podział środków na magazyny energii i wspierające je systemy zarządzania w ramach programu „Mój Prąd 4.0”*

Łączne dofinansowanie do magazynów energii wyniosło zatem 42,4 mln zł. Był to wkład w rozwój rynku magazynów energii w Polsce.

Jeśli chodzi o bateryjne magazyny elektryczne, to zgodnie z odpowiedziami udzielanymi w ankietach przeprowadzonych w ramach tego raportu, najpopularniejszymi producentami magazynów energii elektrycznej są: Huawei (22% udział wśród udzielonych odpowiedzi), BYD (19%) oraz Sofar Solar (14%) (rysunek poniżej).



Rysunek 3.18. *Najczęściej wybierani producenci magazynów elektrycznych w 2022 roku w Polsce. Źródło: badanie ankietowe IEO rynku PV*

Najczęściej wybierane były magazyny o mocach w przedziale powyżej 5 kW do 10 kW (39%) oraz pojemności w przedziale powyżej 5 kWh do 10 kWh (73%). Natomiast średnia cena hurtowego zakupu magazynu energii elektrycznej netto, bez montażu, w odniesieniu do jego pojemności wynosiła 2670 zł/kWh.

Magazyny ciepła (zbiorniki buforowe) są tańszym rozwiązaniem magazynowania energii, co czyni je bardziej atrakcyjnymi dla inwestorów, o czym może świadczyć liczba wniosków złożonych do programu „Mój Prąd 4.0”. W ramach niniejszego programu zostały one wsparte ponad trzykrotnie mniejszą kwotą dofinansowania niż magazyny energii elektrycznej. Zbiorniki różnią się od siebie nie tylko pojemnością, ale również m.in. czynnikiem magazynującym ciepło oraz budową wewnętrzną. W Polsce jest 40 producentów magazynów ciepła, którzy oferują ponad 1000 rodzajów małych magazynów[15]. Program „Mój Prąd” wpłynął na wzrost sprzedaży zasobników c.w.u. i buforów ciepła, który w skali całego 2022 roku był szacowany na kilkanaście procent.

Opłacalność inwestycji w prosumenckie magazyny energii

Dotychczas, zarówno wykorzystanie magazynów energii elektrycznej i ciepła, jak również ustawianie instalacji PV w układzie wschód-zachód było odrzucane przez większość konsumentów jako rozwiązanie zbyt drogie lub przynoszące straty ekonomiczne. W niniejszym podrozdziale

[15] Baza danych małych zasobników ciepła, czerwiec 2022. URL: https://sklepieo.pl/baza-danych-malych-zasobnikow-ciepla-czerwiec-2022.html

przeprowadzono analizę wpływu wykorzystania magazynów na oczekiwaną rentowność inwestycji, przy uwzględnieniu obecnego systemu rozliczeń net-billing oraz dotacji z programu „Mój Prąd".

Rozważono studium przypadku konkretnego gospodarstwa domowego zużywającego ogółem 5062 kWh energii elektrycznej rocznie, z czego 1363 kWh wykorzystywane jest na przygotowanie ciepłej wody użytkowej.

Rozważono budowę instalacji PV o mocy z zakresu 2–5 kW, celem zbadania, jak wykorzystanie magazynu może wpłynąć na optymalną wielkość instalacji. Ponadto, analizowano zmienne pojemności magazynu energii elektrycznej o pojemności między 2 a 10 kWh oraz magazynu ciepła o objętości między 100 a 1000 litrów. Poszukiwano optymalnych rozwiązań w zakresie doboru wielkości urządzeń.

Zadanie jest złożone samo w sobie i ramy raportu rynkowego nie pozwalają na szczegółowy opis założeń i użytej metody czy algorytmów sterowania pracą złożonej hybrydy. Została ona szerzej opisana w raporcie „Modele biznesowe dla prosumentów i całego łańcucha dostaw po zmianie zasad rozliczeń z reguły net-metering na net-billing"[16]. Poniżej w tabelach i na wykresach zaprezentowane zostały tylko kluczowe założenia i wyniki.

Wybrane założenia

Koszty jednostkowe elementów systemu (CAPEX) przedstawiono w tabeli 3.11.

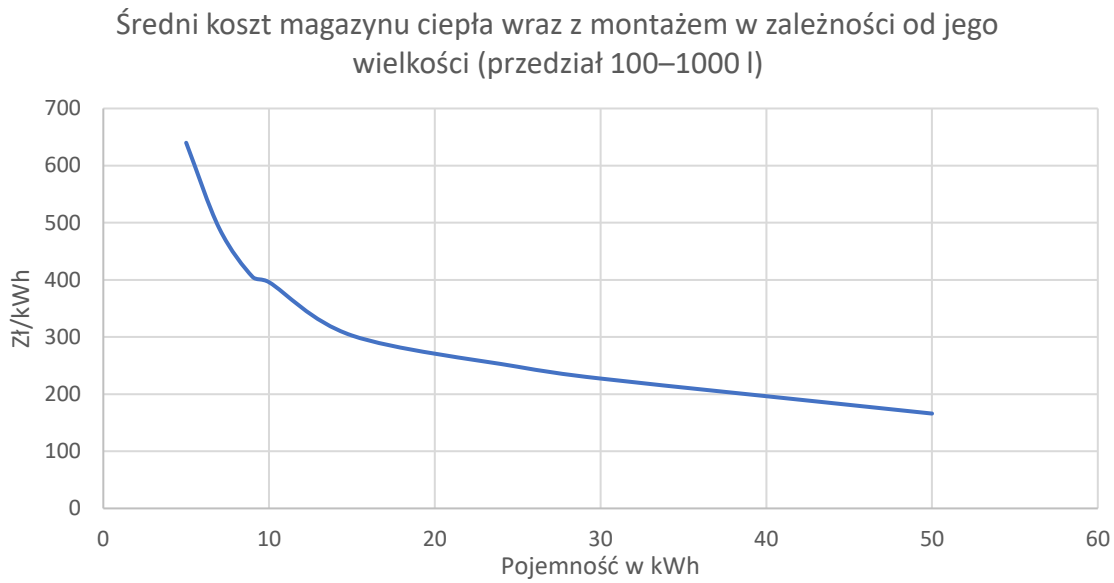
Tabela 3.11. Jednostkowe koszty poszczególnych elementów układu

	Wysokość kosztu jednostkowego
Instalacja PV	5000 zł/kWp
Magazyn energii elektrycznej	2900 zł/kWh*
Magazyn ciepła	*na podstawie krzywej kosztu jednostkowego magazynów ciepła w bazie danych IEO (przyp.15)*

**cena magazynu, bez kosztów instalacji*

Założono, że średnia użyteczna pojemność magazynu ciepła o objętości 1 m^3 wynosi 50 kWh. W takim wypadku oczekiwany koszt magazynu ciepła po przeliczeniu na kWh kształtuje się tak, jak pokazano na wykresie – rysunek 3.19.

[16] Instytut Energetyki Odnawialnej: „Modele biznesowe dla prosumentów i całego łańcucha dostaw po zmianie zasad rozliczeń z reguły net-metering na net-billing". Materiały z webinarium PAB-WIB „Modele biznesowe dla prosumentów" 23 lutego 2023



Rysunek 3.19. *Średni koszt magazynu ciepła wraz z montażem w zależności od jego wielkości (przedział 100–1000 l)*

Parametry techniczne urządzeń przyjęto, bazując na typowych, stosowanych obecnie technologiach, produktywność zaś godzinową paneli PV przyjęto, bazując na symulacji dla domu, zweryfikowanej danymi z pomiarów w warunkach rzeczywistych.

Tabela 3.12. *Parametry techniczne elementów instalacji*

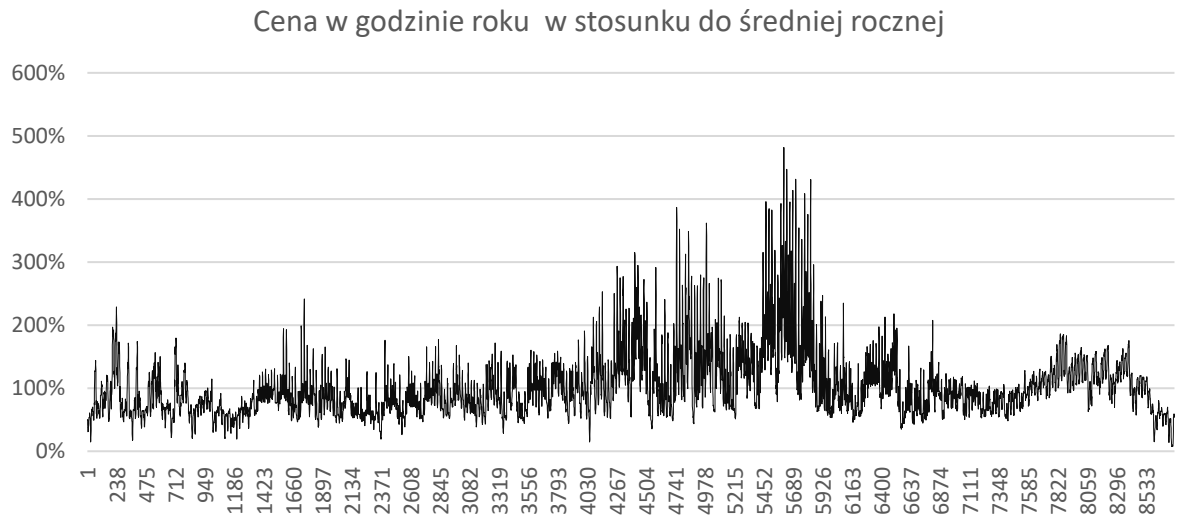
Roczna degradacja modułów	0,50%
Produktywność PV w 1. roku	1061 kWh/kWp
Sprawność baterii (magazynu energii elektrycznej)	90%
Roczna degradacja baterii	2,20%
Moc grzałki w magazynie ciepła	3 kW

Zwyczajowo przyjmuje się „żywotność" baterii liczoną do momentu utraty 20% pojemności. Uznano, że w przypadku domowego magazynu energii jest to zbyt ostre kryterium i nie ma ekonomicznego uzasadnienia, aby przestać eksploatować baterie o pojemności mniejszej.

Kluczowym założeniem dla oszacowania rentowności inwestycji tego typu jest prognoza cen energii (zarówno sprzedaży, czyli w obecnym systemie cen energii czynnej, jak i cen zakupu, tj. cen energii czynnej i związanej z zakupami części zmiennej opłat dystrybucyjnych w danej grupie taryfowej).

Opłacalność wykorzystania magazynów energii i ciepła rośnie wraz ze wzrostem dobowej zmienności cen energii. Można zatem zakładać, że wprowadzenie tzw. taryf dynamicznych, tzn. zróżnicowania cen zakupu energii bezpośrednio od rynkowej wyceny w każdej godzinie, spowodowałoby wzrost opłacalności stosowania magazynu. Z uwagi na fakt, iż takie rozwiązanie (tzn. taryfy dynamiczne) nie jest jeszcze dostępne w Polsce, założono utrzymanie korzystania z taryfy analogicznej do taryfy G12, ze strefą tańszej i droższej energii. Koszt zakupu energii czynnej przyjęto na podstawie autorskiej długoterminowej prognozy średnich cen energii oraz na bieżącej relacji pomiędzy ceną energii czynnej w szczycie i w godzinach pozaszczytowych w taryfie G12. Co się zaś tyczy części zmiennej opłat dystrybucyjnych, założono utrzymanie obecnych proporcji między strefą czasową szczytową i pozaszczytową oraz średnioroczny 2% wzrost cen w cyklu życia inwestycji.

Prognozę cen sprzedaży energii do sieci przygotowano, bazując na wspomnianej już długoterminowej, autorskiej predykcji średnich rocznych cen giełdowych oraz na historycznych odchyleniach ceny energii w i-tej godzinie roku od średniej rocznej. Można przypuszczać, że z uwagi na rosnący udział źródeł pogodozależnych, zmienność cen energii również będzie rosła, z okresami istotnie niższych i istotnie wyższych wartości, zatem oparcie się na rozkładzie historycznym to pesymistyczne założenie z perspektywy badania rentowności inwestycji w magazyny energii.



Rysunek 3.20. *Cena w godzinie roku w stosunku do średniej rocznej*

Założono korzystanie z obecnego naboru do programu „Mój Prąd 5.0" (por. poprzedni podrozdział). Z warunków programu oraz przyjętych założeń co do nakładów inwestycyjnych wynika, że w całym zakresie badanych zmian wielkości magazynów ciepła i energii elektrycznej dotacja będzie stanowić maksymalny, 50% udział w kosztach, natomiast dla instalacji PV udział ten będzie malał od poziomu 50% dla instalacji mniejszych niż 2,8 kW, do 28% w przypadku instalacji 5 kW.

Tabela 3.13. Wysokość dotacji w programie „Mój Prąd"

Instalacja PV	6 000 zł, jeśli nie zastosowano urządzeń dodatkowych	Nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowalnych
	7 000 zł w przypadku zastosowania magazynu	
Magazyn ciepła	5 000 zł	
Magazyn energii	16 000 zł	

Ponadto, założono konieczność poniesienia pewnych nakładów odtworzeniowych (w szczególności na wymianę inwertera w 15. roku eksploatacji instalacji itp.).

Na podstawie powyższych założeń oszacowano potencjalne oszczędności na kosztach zakupu energii elektrycznej możliwe do uzyskania w przypadku inwestycji w PV oraz magazyn energii (ciepła bądź energii elektrycznej), w zależności od wielkości poszczególnych urządzeń. Na tej podstawie obliczono stopę zwrotu z takich inwestycji.

Wyniki analiz

W tabelach poniżej zestawiono końcowe wyniki analiz razem z analizą wrażliwości.

Tabela 3.14 Rentowności (IRR) inwestycji w bateryjny magazyn energii elektrycznej i instalacje PV w zależności od wielkości komponentów

pojemność magazynu bateryjnego energii [kWh]	moc instalacji PV [kW]			
	2	3	4	5
2	36,0%	25,4%	16,5%	11,6%
4	19,7%	15,6%	11,1%	8,1%
6	11,8%	9,7%	7,1%	5,1%
8	6,0%	4,9%	3,4%	2,2%
10	2,9%	2,2%	1,1%	0,2%

Tabela 3.15. Rentowności (IRR) inwestycji w magazyn ciepła (zasobnik ciepłej wody) i instalacje PV w zależności od wielkości komponentów

pojemność magazynu ciepła [kWh]	moc instalacji PV [kW]			
	2	**3**	**4**	**5**
5	76,8%	42,8%	24,2%	16,2%
10	69,4%	40,4%	23,3%	15,8%
20	54,8%	34,8%	21,2%	14,7%
30	50,8%	33,2%	20,5%	14,3%
40	41,9%	29,0%	18,7%	13,2%
50	44,6%	30,3%	19,3%	13,6%

Wnioski z analiz ekonomicznych :

1. Obecnie magazyny ciepła wykazują się znacznie wyższą opłacalnością przy zdecydowanie niższych poziomach dotacji.
2. Dla gospodarstwa domowego wykorzystującego prąd do grzania ciepłej wody użytkowej inwestycja w magazyn ciepła jest dużo bardziej opłacalna niż inwestycja w magazyn energii elektrycznej. Pozwala osiągnąć znaczne oszczędności w stosunku do posiadania jedynie małego bojlera/podgrzewacza przepływowego grzejącego wodę co do zasady w momencie jej konsumpcji.
3. Rentowność maleje wraz ze wzrostem wielkości instalacji, a wpływ jest silny, gdyż nie tylko krańcowa korzyść z dodatkowej mocy jest malejąca, ale również koszty budowy rosną szybciej niż liniowo (z uwagi na malejący udział dotacji w inwestycji).
4. Rentowność maleje wraz ze wzrostem wielkości bateryjnego magazynu energii elektrycznej. Kluczowy czynnik wpływu na opłacalność to pobranie energii w momencie, gdy jest najtańsza i skonsumowanie jej w okresie, gdy jest droga. Korzystny wpływ na opłacalność może być realizowany przez relatywnie niewielkie urządzenia.
5. Każda rozważana kombinacja PV+magazyn ciepła charakteryzuje się rentownością powyżej minimalnego poziomu 9%. Osiągnięcie tego poziomu rentowności w przypadku większych magazynów bateryjnych nie jest jeszcze w szerokim zakresie możliwe, nawet przy kilkakrotnie wyższych dotacjach.

Należy zwrócić uwagę, że oszczędności nie są jedyną korzyścią z zastosowania magazynów ciepła i energii. Dwie główne korzyści, które prosumenci najłatwiej dostrzegają, to minimalizacja ryzyka utraty

zasilania oraz minimalizacja ryzyka wyłączenia inwertera w momentach szczytu produkcji PV. Jeśli inwestor mieszka w lokalizacji, gdzie zdarzają się wyłączenia prądu z uwagi na awarie sieci, to magazyn bateryjny może zapewnić zasilanie awaryjne. Ponadto, w rejonach z większymi skupiskami instalacji PV, gdy istnieje wysokie ryzyko przymusowych wyłączeń instalacji PV w momentach najwyższej generacji, z uwagi na niemożność odbioru jej przez sieć, magazyny bateryjne i cieplne byłyby w stanie zagospodarować tę energię, która w innym przypadku zostałaby zmarnowana. Powyższa analiza nie uwzględniała występowania tych ryzyk. Optymalny wydaje się wybór magazynu i instalacji PV średniej wielkości, zapewniającej nadal zadowalającą rentowność przy wyższych możliwościach minimalizacji powyższych ryzyk.

EDP Energia Polska działa na polskim rynku energetycznym od 2020 roku. Firma dostarcza klientom biznesowym rozwiązania energetyczne i fotowoltaiczne. Oferta usług obejmuje zarówno model transakcyjny, jak i PV-as-a-Service (pozwalający firmom na korzystanie z instalacji fotowoltaicznej bez żadnych początkowych inwestycji, co znacząco ogranicza wydatki za energię elektryczną). Spółka jest członkiem grupy EDP, która jest międzynarodowym liderem w dziedzinie energii odnawialnej i rozwiązań PV.

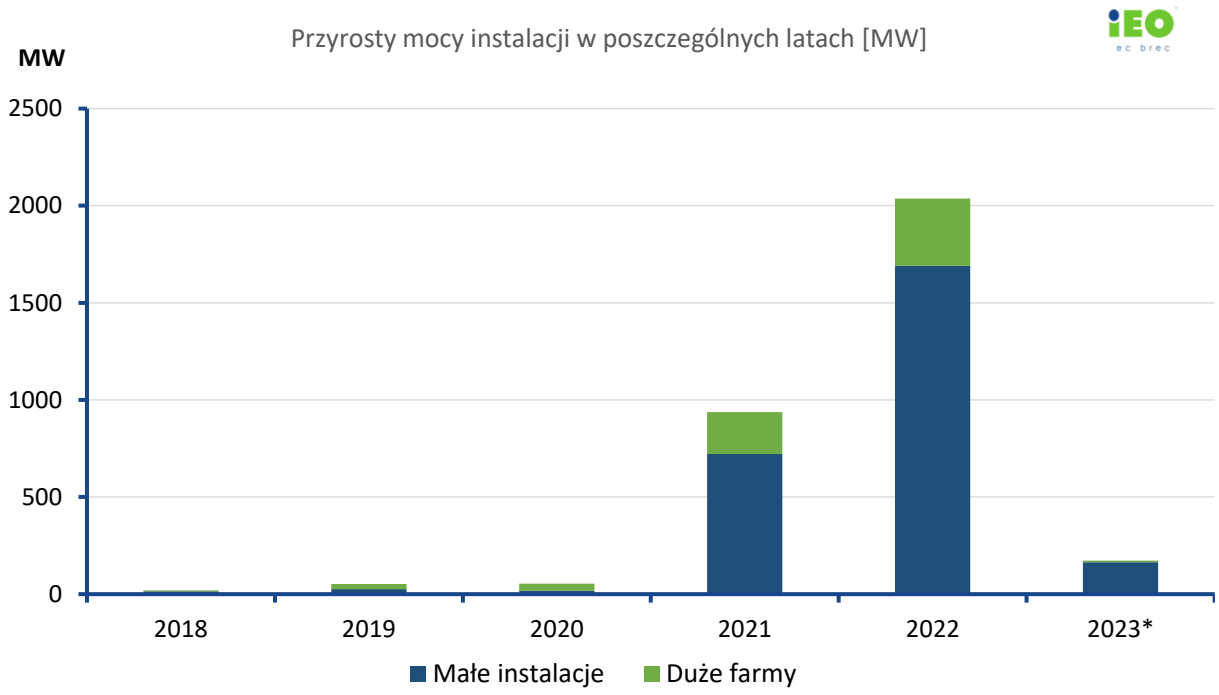
4. RYNEK FARM FOTOWOLTAICZNYCH W POLSCE

4.1. ROZWÓJ FARM FOTOWOLTAICZNYCH

Istniejące farmy PV

Jak wynika z analizy bazy danych IEO „Funkcjonujące instalacje fotowoltaiczne”[17] w Polsce funkcjonują obecnie 3404 profesjonalne instalacje PV. Dane te obejmują duże farmy o mocach powyżej 1 MW, jak i zaliczane obecnie do definicji małych instalacji – farmy o mocach poniżej 1 MW, uwzględniające też instalacje u prosumentów biznesowych. Na koniec 1. kwartału 2023 roku funkcjonowało 3404 farm PV o łącznej mocy 3356 MW. Farmy PV stanowią 26% mocy zainstalowanej w fotowoltaice, w tym duże farmy powyżej 1 MW stanowią 5% (por. rozdział 2).

W 2022 roku odnotowano w tym sektorze rekord przyrostu mocy fotowoltaicznych wynoszący 2,04 GW, w tym 0,347 GW w dużych farmach. Na rysunku 4.1 podano moce przyłączane do sieci energetycznej nowych farm fotowoltaicznych w latach 2015–2023.

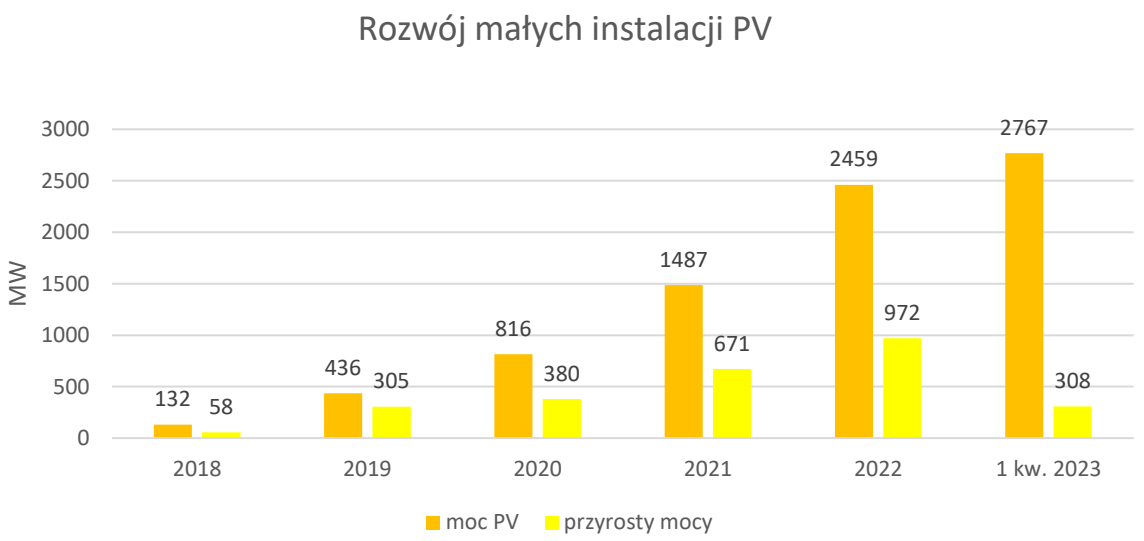


Rysunek 4.1. Moc instalacji PV w poszczególnych latach. Źródło: baza danych IEO „Funkcjonujące instalacje fotowoltaiczne w Polsce, marzec 2023”
**koniec 1. kwartału*

Na rysunku 4.3 pokazano wkład małych instalacji w rozwój rynku PV według rejestru małych instalacji URE, który obejmuje mniejszą liczbę instalacji, głównie prosumenckich, z uwagi na zmiany definicji

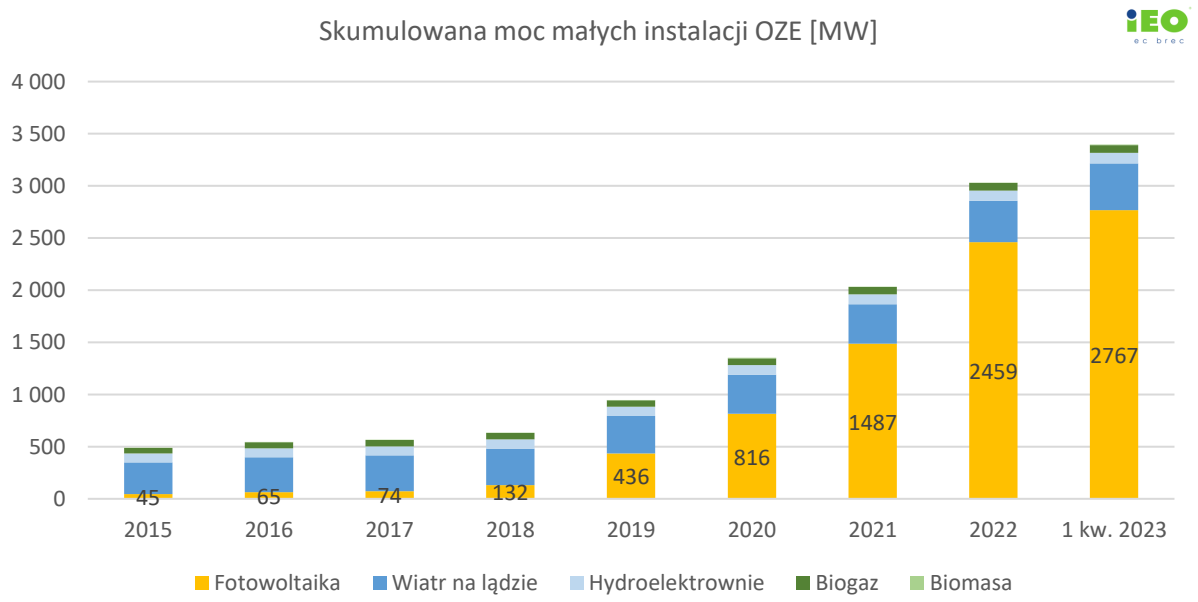
[17] IEO: Funkcjonujące instalacje fotowoltaiczne w Polsce, marzec 2023. URL: https://sklepieo.pl/funkcjonujace-instalacje-fotowoltaiczne-w-polsce-marzec-2023.html

malej instalacji i decydowanie się części inwestorów na działanie na zasadach ogólnych (bez wpisu do rejestru).



Rysunek 4.2. *Moc małych instalacji PV w poszczególnych latach. Źródło: URE. Oprac. IEO*

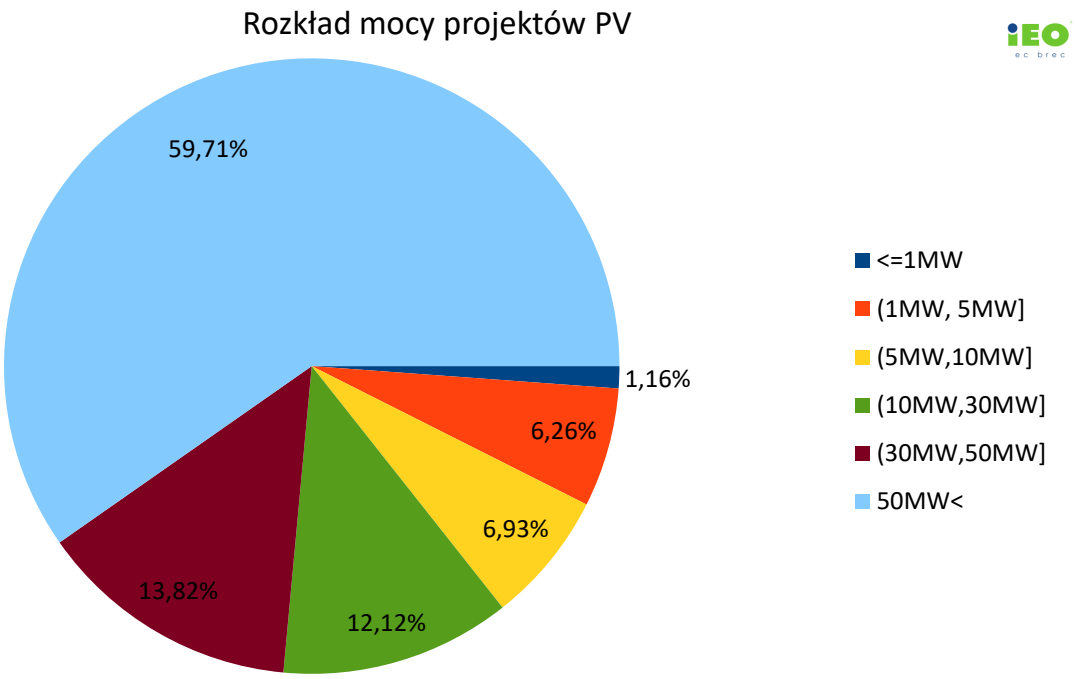
Warto podkreślić, że małe instalacje PV całkowicie zdominowały rynek małych instalacji OZE – rysunek 4.3.



Rysunek 4.3. *Skumulowana moc małych instalacji OZE w poszczególnych latach. Źródło: URE. Oprac. IEO*

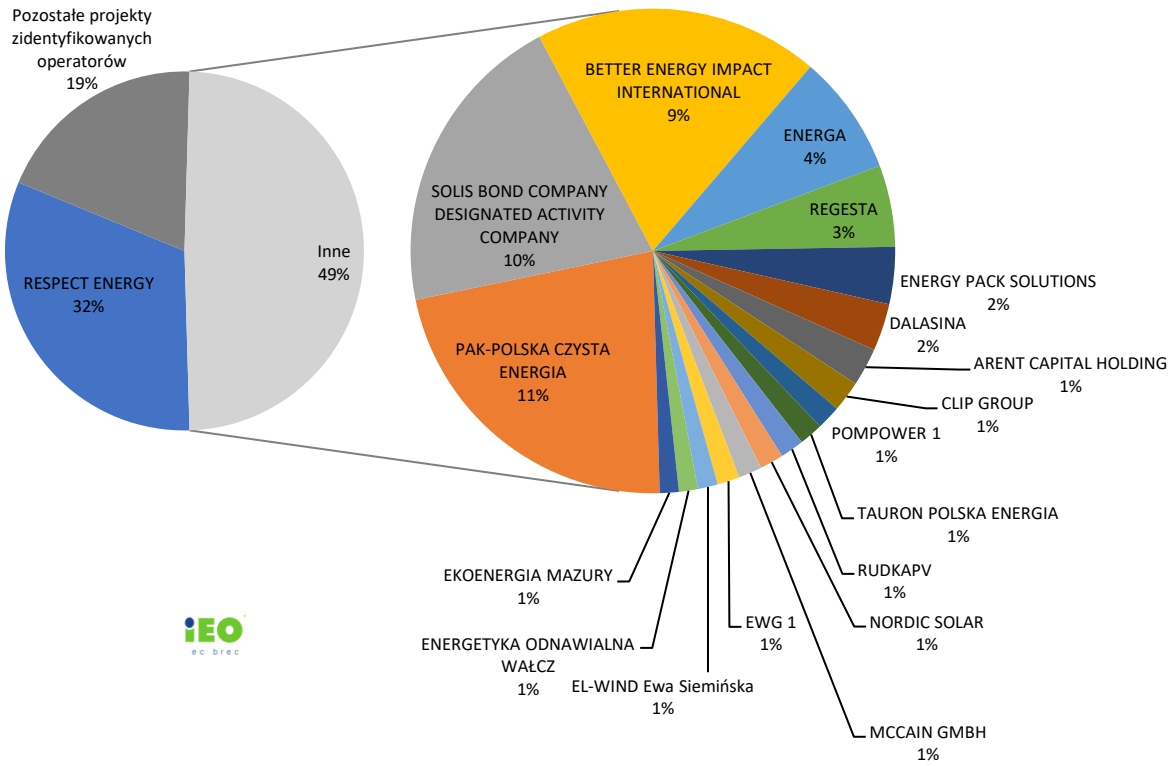
Jeśli chodzi o typowe farmy PV, to dopiero wraz z wprowadzeniem przez rząd Polski w 2016 roku systemu aukcyjnego dla OZE, zaczęło powstawać coraz więcej farm fotowoltaicznych. Aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii funkcjonujący w latach 2016–2021 okazał się bardzo korzystnym rozwiązaniem dla farm fotowoltaicznych. Stał się impulsem dla rynku deweloperskiego i przynosi efekty rynkowe w postaci „deweloperskiej premii aukcyjnej" (więcej w podrozdziale 4.2).

Najwięcej wyprodukowanej mocy pochodzi z dużych projektów PV – prawie 3/4 całkowitej wyprodukowanej mocy pochodzi z projektów powyżej 30 MW.



***Rysunek 4.4**. Rozkład mocy projektów PV wśród ankietowanych firm. Źródło: baza danych IEO „Funkcjonujące instalacje fotowoltaiczne w Polsce, marzec 2023”*

Kilkuletni rozwój farm PV ukształtował rynek największych inwestorów i operatorów elektrowni słonecznych zawodowych – rysunek 4.5.

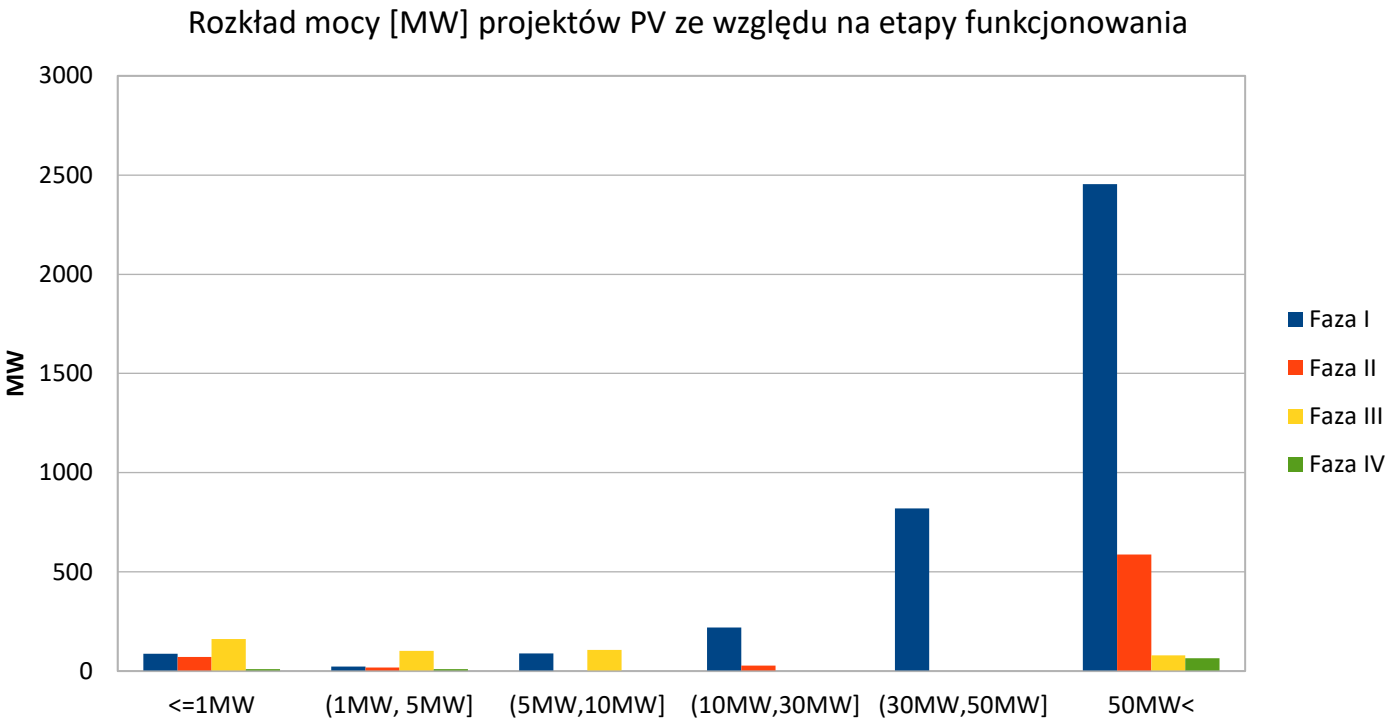


Rysunek 4.5. *Najwięksi inwestorzy i operatorzy farm PV (bez prosumentów biznesowych) pod względem liczby instalacji. Źródło: baza danych IEO „Funkcjonujące instalacje fotowoltaiczne w Polsce, marzec 2023”*

Na rynku farm PV dominują głównie firmy prywatne, niebędące typowymi koncernami energetycznymi (wyjątkiem jest PAK z udziałem 11%), czy w szczególności spółkami Skarbu Państwa (wyjątkiem jest Energa z 4% udziałem). Liderem rynku jest Respect Energy (32%) z mocą instalacji na koniec marca 2023 roku wynoszącą ponad 204 MW i planami szybkiego ich podwojenia.

Rozwój nowych projektów PV

Rynek farm PV dopiero nabiera tempa. W badaniu ankietowym z początku 1. kw. 2023 roku (dane za 2020 rok) przeprowadzonym przez IEO (więcej w rozdziale 6) wzięły udział także firmy deweloperskie i inwestorzy, którzy udzielili odpowiedzi na temat projektów oraz instalacji PV znajdujących się w ich portfolio. Badana próbka statystyczna potwierdza zaangażowanie biznesu w budowę coraz większych farm PV, powyżej 20, 30, a w szczególności 50 MW – rysunek 4.6.



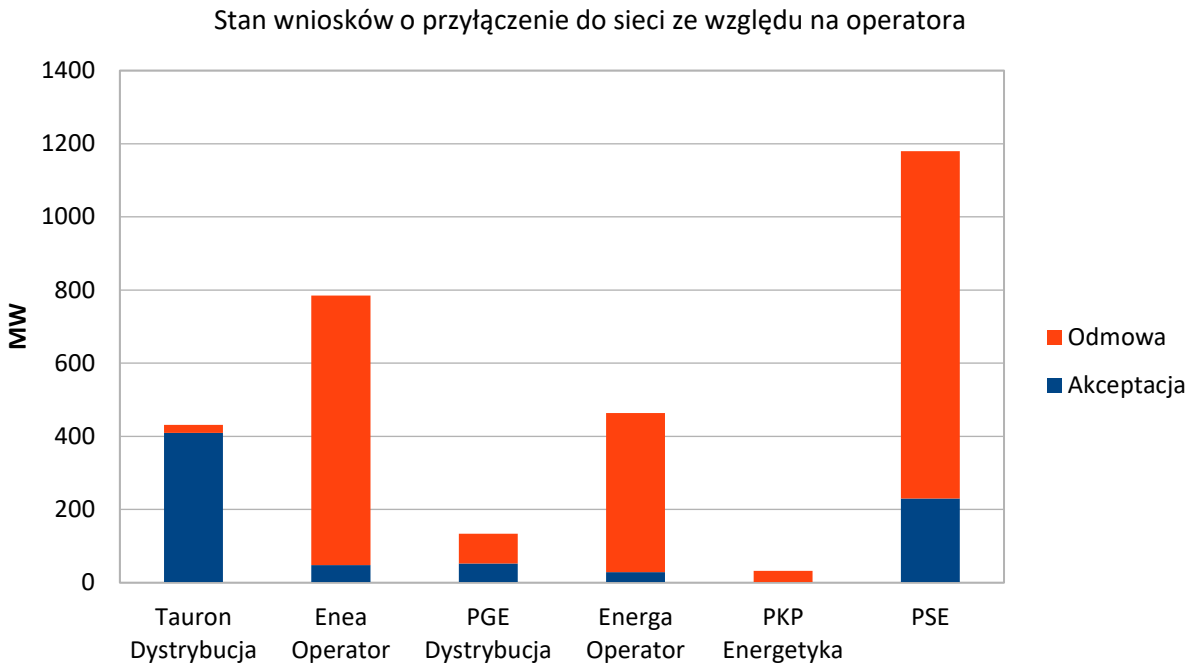
Rysunek 4.6. *Rozkład mocy projektów PV ze względu na etapy funkcjonowania (stan na koniec 2022 roku), wyjaśnienia legendy w tekście poniżej*

W celu zobrazowania rozkładu mocy projektów PV ze względu na stopień przygotowania do użytku, zostały wyróżnione 4 fazy:

- Faza I – etap początkowy: przed uzyskaniem pozwolenia budowlanego, ale z uzyskanymi warunkami przyłączenia do sieci;
- Faza II – etap wydanego pozwolenia budowlanego;
- Faza III – minimum 1 wygrana aukcja OZE;
- Faza IV – wytwarzanie energii elektrycznej.

Najbardziej liczna (ze względu na moc instalacji) jest pierwsza faza projektu, najmniej liczna ostatnia. Wyjątkiem są małe instalacje (do 5 MW). Zwraca uwagę duża liczba największych projektów o mocach powyżej 50 MW z już uzyskanymi pozwoleniami na budowę oraz duża liczba projektów średnich i dużych z już uzyskanymi warunkami przyłączenia do sieci.

Na rysunku 4.7 przedstawiono, w oparciu o ankiety IEO, stan wniosków przyłączeniowych projektów PV z podziałem na operatorów, biorąc pod uwagę wydane warunki przyłączenia i odmowy ich wydania.



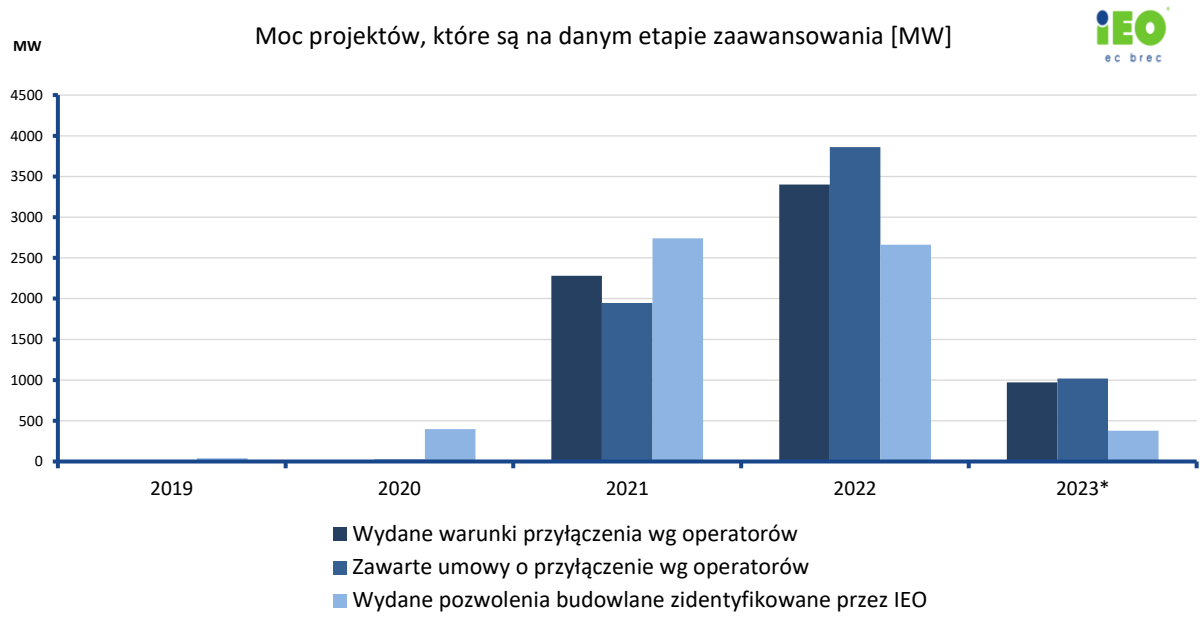
Rysunek 4.7. *Stan wniosków firm ankietowanych o przyłączenie do sieci ze względu na operatora*

Kolor czerwony przeważa na wykresie (ok. 75% to odmowy przyłączenia do sieci), ale są też skutecznie złożone wnioski, w szczególności na terenie OSD TAURON Dystrybucja.

Weryfikacją badań ankietowych (możliwą tylko w pewnym zakresie) są wyniki ogólnopolskie z Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące odmów przyłączenia do sieci (od dwóch lat operatorzy ich nie publikują) oraz statystyki na bazie danych operatorów (OSD i OSP), które znajdują się w bazie projektów IEO według stanu na koniec 1. kwartału 2023 roku (badania jeszcze niepublikowane[18]). Kwestie odmów przyłączenia instalacji PV do sieci zostały omówione w podrozdziale 4.3.

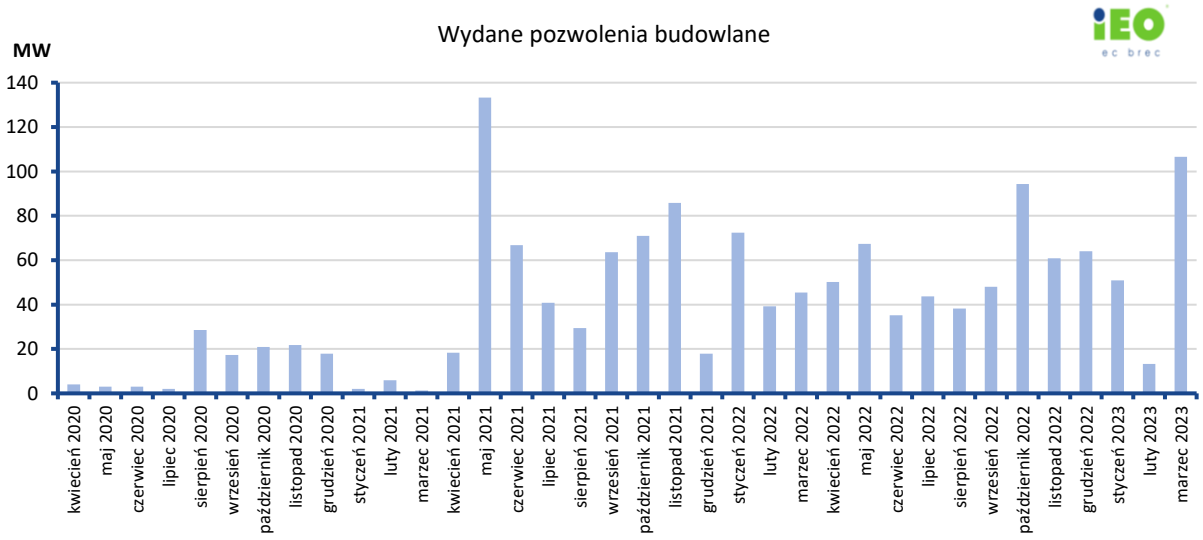
Dane IEO o uzyskanych warunkach przyłączenia do sieci potwierdzają, że w 2022 roku było 3402 MW projektów z wydanymi ważnymi warunkami przyłączenia, a w pierwszym kwartale 2023 było to 974 MW – rysunek 4.8.

[18] Ostatni publikowany raport z baza danych pochodzi z listopada ‘2022: „Projekty fotowoltaiczne w Polsce, listopad 2022”. URL: https://sklepieo.pl/projekty-fotowoltaiczne-w-polsce-listopad-2022.html



Rysunek 4.8. *Moc skumulowana projektów PV na różnych etapach zawansowania. Źródło: baza danych IEO „Projekty fotowoltaiczne w Polsce, maj 2023" (niepublikowana)*

Zwraca uwagę fakt, że w bazie danych projektów w latach 2021–2023 szybciej przybywa umów przyłączeniowych niż warunków przyłączenia oraz że w 2022 roku (w porównaniu ze stanem na koniec 2021 roku) nie spada moc projektów, które uzyskały pozwolenia budowlane – rysunek 4.9.



Rysunek 4.9. *Liczba zidentyfikowanych projektów PV, które uzyskały pozwolenia budowlane w poszczególnych latach i kwartałach. Źródło: baza danych IEO „Projekty fotowoltaiczne w Polsce, maj 2023" (niepublikowana)*

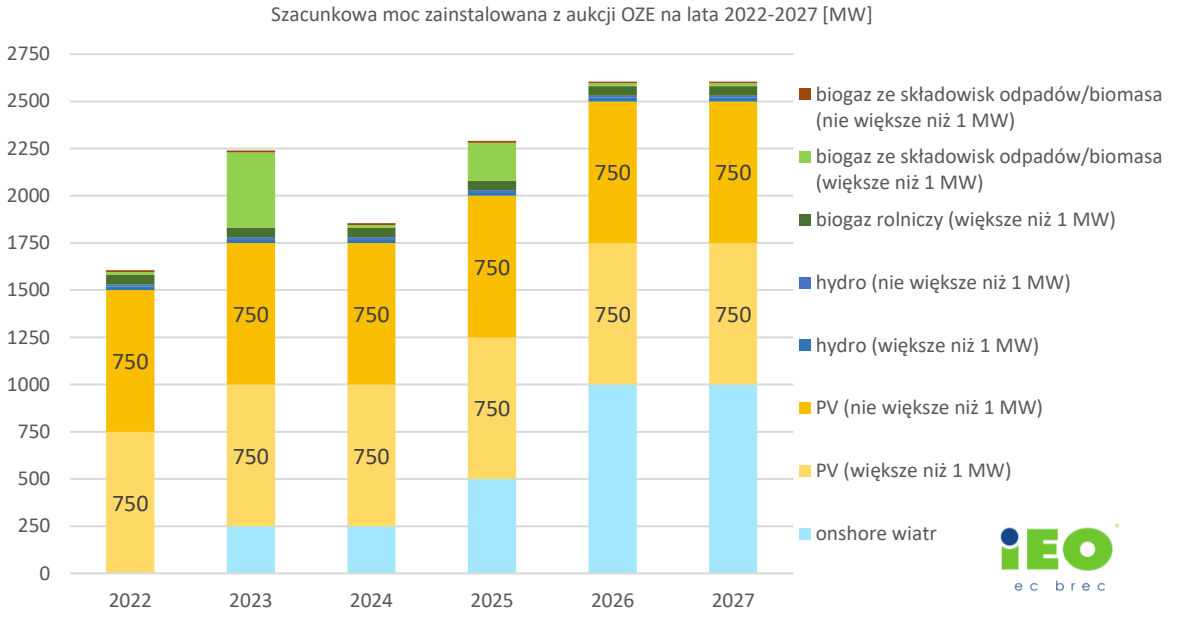
Coraz większa liczba odmów wydawania warunków przyłączenia do sieci nie przekłada się jeszcze na mniejszą liczbę projektów gotowych do wystąpienia o pozwolenie na budowę,

4.2. WPŁYW SYSTEMU AUKCYJNEGO NA ROZWÓJ FARM PV

Aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, wprowadzony ustawą o OZE, funkcjonował w latach 2016–2021. Pierwszy sześcioletni okres zakończył się wraz z tradycyjnie grudniową rundą aukcji w 2021 roku. Po zakończeniu tego okresu pozostały jeszcze do zrealizowania liczne projekty, które wygrały aukcje, aby rozpocząć produkcję energii w ciągu 18 miesięcy, według harmonogramu. Decyzją Komisji Europejskiej pod koniec 2021 roku system aukcyjny został przedłużony na kolejne lata 2022–2027.

Aukcje OZE 2016–2021 okazały się sporym sukcesem i stymulantem rozwoju przede wszystkim dużych farm fotowoltaicznych, zapewniając wsparcie dla 6,8 GW mocy w tej technologii oraz dla 5,3 GW dla elektrowni wiatrowych, które razem z fotowoltaiką uczestniczyły w aukcjach w tym samym koszyku aukcyjnym.

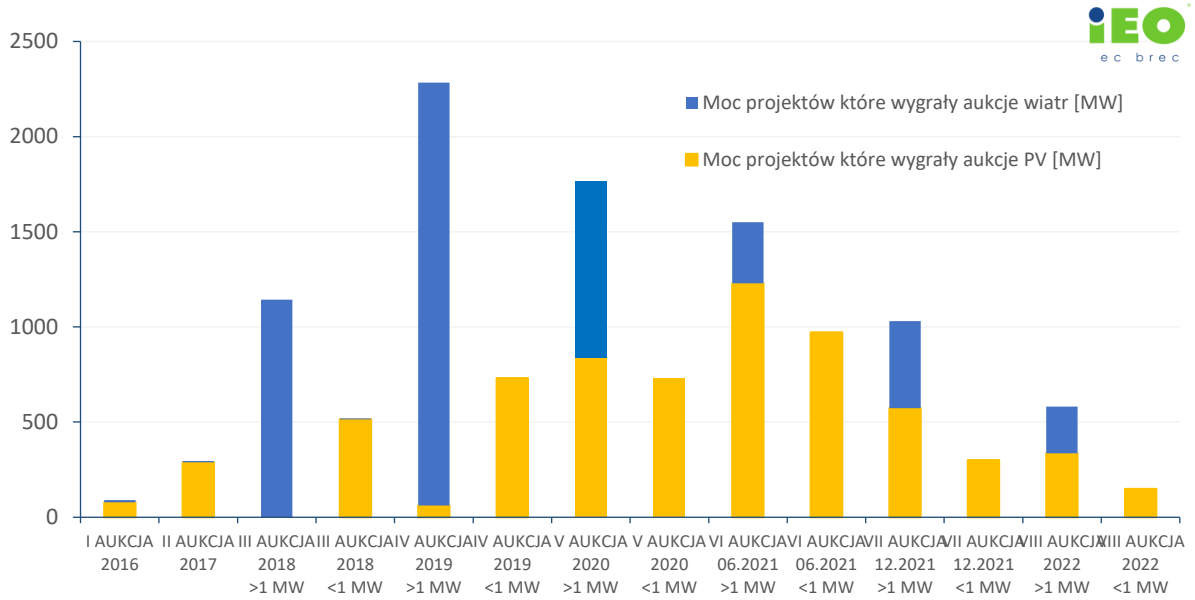
Kolejny sześcioletni okres aukcji OZE został dokładnie rozpisany rok po roku oraz na konkretne możliwe moce do zakontraktowania w danej technologii. Dla fotowoltaiki w każdym roku, począwszy od 2022 roku, przewidziano po 750 MW mocy dla instalacji do 1 MW i powyżej 1 MW. W zestawieniu znalazła się również pozycja wiatru na lądzie od 2023 roku 250 MW, a skończywszy na 2027 roku z dostępną mocą w wysokości 1000 MW. Oprócz źródeł pogodozależnych w zestawieniu mocy aukcji OZE zostały jeszcze uwzględnione inne technologie, ale w dużo mniejszym zakresie, szczegóły na rysunku 4.10.



***Rysunek 4.10**. Planowane moce OZE do zakontraktowania w systemie aukcyjnym w latach 2022–2027 w podziale na technologie. Źródło: ustawa o OZE, wniosek notyfikacyjny., Oprac. IEO*

W 2022 roku odbyła się pierwsza pilotażowa aukcja OZE z przedłużonego przez KE nowego systemu aukcyjnego z wolumenem ustalonym z góry na lata 2022–2027. Tym razem farmy do 1 MW nie cieszyły się dużym powodzeniem, pomimo znaczącego zaoferowanego wolumenu mocy w wysokości 750 MW. W efekcie rozstrzygniętej aukcji będzie mogło powstać jedynie 150 MW mocy w małych farmach PV. Znacznie większe było natomiast zainteresowanie aukcjami na farmy powyżej 1 MW, gdzie znalazły się również projekty wiatrowe onshore. Farmy wiatrowe uzyskały kontrakty na moce około 245 MW, a duże farmy fotowoltaiczne uzyskały natomiast kontrakty na 336 MW, co sumarycznie daje ponad 581

MW nowych mocy. Na rysunku 4.11 przedstawiono wolumeny mocy projektów zakontraktowane w kolejnych rundach aukcji w największym koszyku aukcyjnym wiatrowo-słonecznym. Wyraźnie widać, że w każdym kolejnym roku większość mocy kontraktowanej jest przez fotowoltaikę, która stała się niekwestionowanym liderem całego systemu aukcyjnego OZE. Jest to skutkiem tzw. ustawy 10H (zliberalizowana w tym roku do 700 m), która blokuje rozwój jeszcze tańszej technologii niż PV.

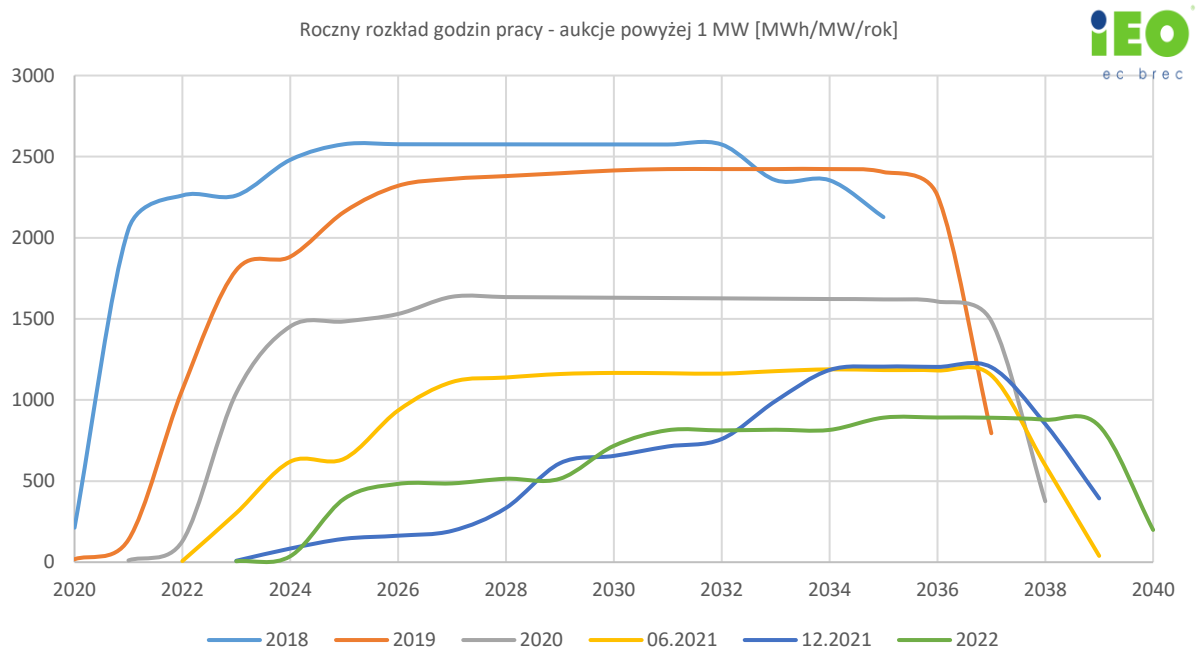


Rysunek 4.11. *Moce projektów, które wygrały poszczególne aukcje OZE, z podziałem na technologie. Źródło: URE*

W latach 2021natomiast 2022 zauważyć można było jednak spadek zainteresowania aukcyjnym instrumentem wsparcia, gdyż technologia fotowoltaiczna jest już dojrzała i wraz ze wzrostem cen energii w okresie szantażu gazowego Rosji i kryzysu energetycznego, inwestorzy decydowali się na budowę farm na zasadach komercyjnych (rynkowa sprzedaż energii, w tym PPA).

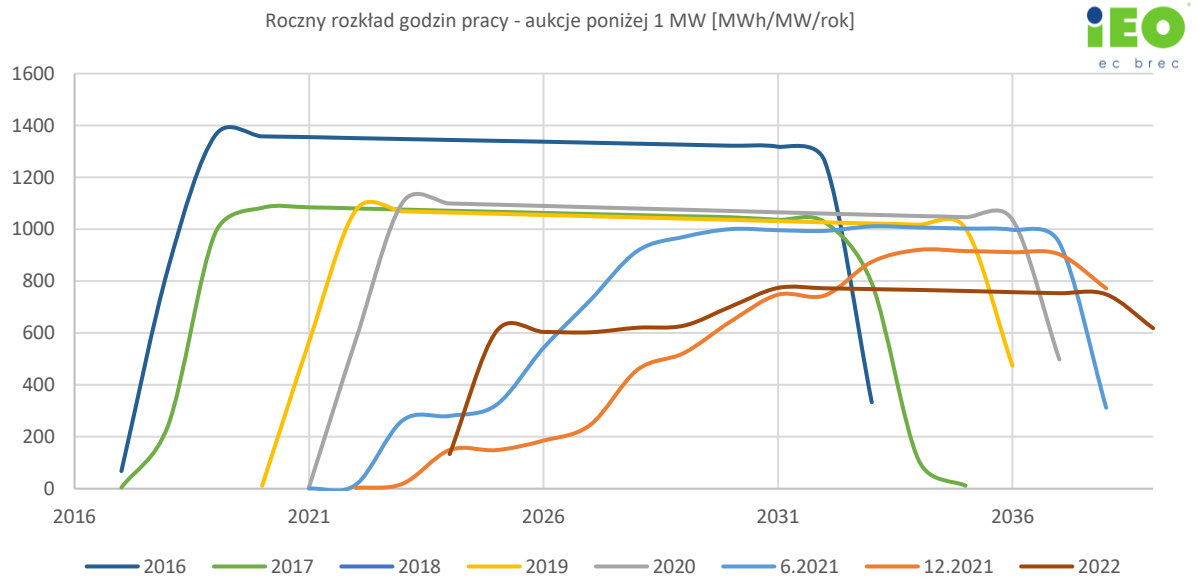
System aukcyjny zapewnił, zwłaszcza początkowo, gwarancję i opłacalność inwestycji w farmy fotowoltaiczne, jak i wiatrowe. Wyraźnie jednak widać, że w ostatnich aukcjach podejście do tego modelu biznesowego nieco się zmieniło. W poszczególnych latach oferowane były niepełne wolumeny zamawianej energii, która będzie wygenerowana z farmy. Pozostała ich część zostanie najpewniej sprzedana bezpośrednio na rynku czy dostarczona do odbiorcy poprzez umowy PPA. Obecnie aukcje OZE dla inwestorów stały się jedną z wielu opcji sprzedaży energii (w tym przypadku po stałej cenie przez okres 15 lat). Biorąc po uwagę sytuacje rynkową i dłuższą perspektywę, sprzedaż energii z danych farm została zdywersyfikowana celem lepszego i bardziej opłacalnego zabezpieczenia przychodu.

Analizując oferowane wolumeny energii i roczne harmonogramy jej dostaw w wymaganym okresie dla farm powyżej 1 MW, łatwo dostrzec, że sprzedaż części energii w innym modelu biznesowym występuje głównie w pierwszych latach okresu wsparcia. Wskazuje to na bezpieczne planowanie inwestycji, gdyż trudno jest aktualnie przewidzieć trend dla cen energii elektrycznej na 10–15 lat, a tym bardziej miesięczne czy dobowe profile cenowe.



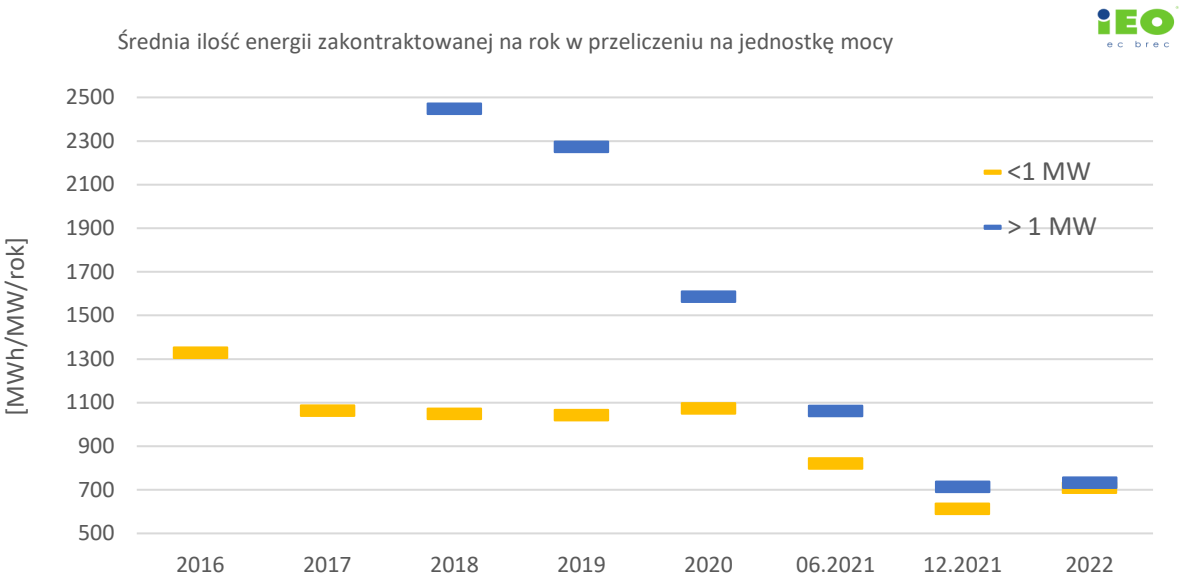
Rysunek 4.12. *Roczny rozkład godzin pracy – aukcje powyżej 1 MW. Oprac. IEO na podstawie danych URE*

Nieco inaczej przedstawia się sytuacja w ostatniej aukcji poniżej 1 MW z 2022 roku, gdzie pomimo małej zakontraktowanej mocy trend jej sprzedaży był nieco odmienny niż w 2021. Trend w aukcjach z 2021 roku podążał generalnie za tym, co możemy zauważyć w większych projektach. Nastąpiła dywersyfikacja modeli sprzedażowych energii. Natomiast aukcja z roku 2022 kształtem krzywej obrazującej jaka część całkowitej generacji energii pochodziła z PV (MWh/MW) była zbliżona do pierwszych aukcji, z tą różnicą, że oferowany był dużo mniejszy wolumen energii. Oznaczać to może, że właściciele małych farm nie zakładali spadku cen energii po 2024 roku – rysunek 4.13



Rysunek 4.13. *Roczny rozkład godzin pracy – aukcje poniżej 1 MW. Oprac. IEO na podstawie danych URE*

Opisane powyżej nowe strategie inwestorów i uczestników systemu aukcyjnego prowadzą do pozornego zmniejszenia współczynnika wykorzystania mocy najtańszych, zeroemisyjnych źródeł energii biorących udział w aukcjach – rysunek 4.14. Choć w tym układzie danych dostrzec można praktycznie tożsame wartości dla dużych i małych źródeł.



Rysunek 4.14. *Średnia ilość energii zakontraktowanej na rok w przeliczeniu na jednostkę mocy*

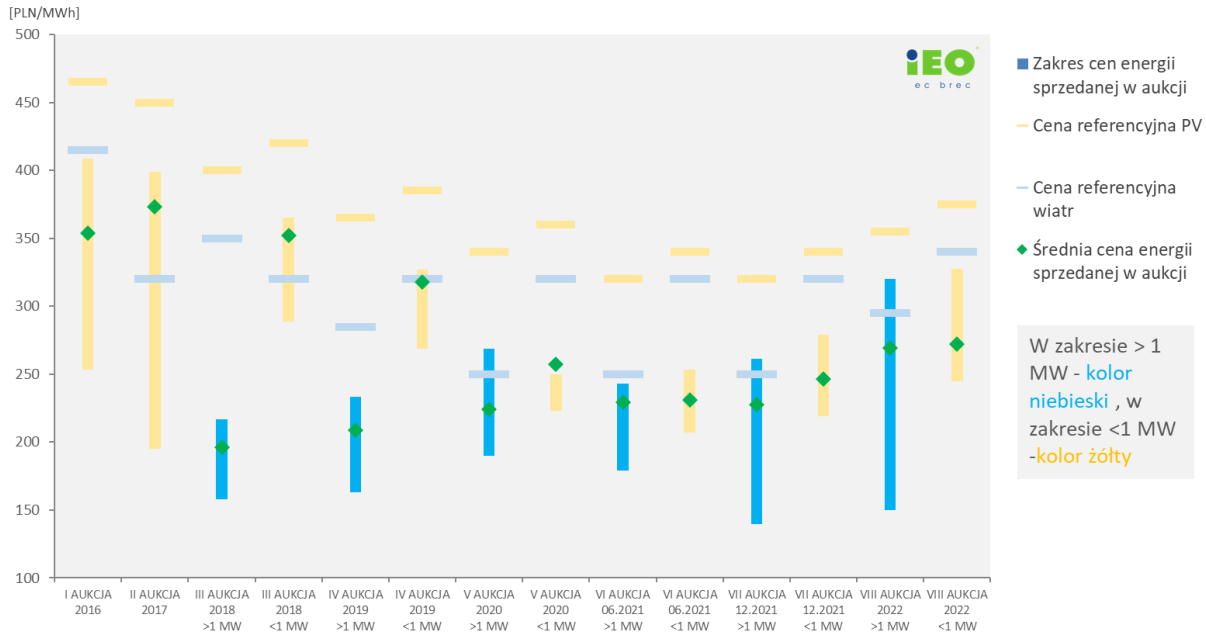
Ogółem zakontraktowano ponad 6,8 GW, do tej pory, z czterech pierwszych aukcji – z 2016, 2017, 2018 i 2019 roku, którym upłynął termin realizacji budowy farm, wytwarzanie energii elektrycznej rozpoczęło 1373,6 MW, co stanowi 82% całkowitego wolumenu zakontraktowanego w tych aukcjach. Poniżej w tabeli 4.1 przedstawiono stopień realizacji projektów w poszczególnych aukcjach.

Tabela 4.1 **Stan realizacji projektów aukcyjnych. Oprac. IEO na podstawie danych URE**

Aukcja	Moc projektów fotowoltaicznych, które wygrały aukcje (według złożonych ofert) [MW]	Liczba projektów fotowoltaicznych, które wygrały aukcje	Moc projektów PV, które już rozpoczęły wytwarzanie energii w ramach aukcji [MW]	Liczba projektów PV, które już rozpoczęły wytwarzanie energii w ramach aukcji [MW]	Stopień zrealizowania projektów aukcyjnych. Stan na rr/mm [%]
2016(<1MW)	68,4	73	59,5	62	87,0%
2017(<1MW)	289,4	343	277,7	324	96,0%
2018(<1MW)	514,1	548	490,0	514	95,3%
2018(>1MW)	-	-	-	-	-
2019(<1MW)	730,8	759	546,4	567,0	74,8%
2019(>1MW)	62,1	3	0,0	0	0,0%
2020(<1MW)	729,6	752	18,7	20	2,6%
2020(>1MW)	834,9	36	0,0	0	0,0%
06.2021(< 1 MW)	971,2	1016	2,9	3,0	0,3%
06.2021(> 1 MW)	1228,8	76	0,0	0	0,0%
12.2021(< 1 MW)	299,9	309	1,0	1	0,3%
12.2021(> 1 MW)	572,5	52	0,0	0	0,0%
2022(< 1 MW)	149,2	156	0,0	0	0,0%
2022(> 1 MW)	336,4	41	0,0	0	0,0%
Suma	**6787,1**	**4164**	**1396,2**	**1491**	**20,6%**

W aukcjach z 2019 roku, którym termin realizacji upłynął pod koniec 2022 roku, pracę rozpoczęło już 69% zakontraktowanej mocy. Ze względu na pandemię COVID-19, w ramach rządowej tarczy antykryzysowej, inwestorzy mogli skorzystać z wydłużenia terminu rozpoczęcia wytwarzania energii. Ponadto sejm przyjął poprawkę zakładająca wydłużenie terminu na wprowadzenie energii z OZE do sieci energetycznej z 30 czerwca 2022 roku na 16 lipca 2024 roku. Spośród projektów, które wygrały aukcje w latach 2020–2022 pracę rozpoczęły zaledwie 22,6 MW z zakontraktowanych ponad 5122 MW mocy.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministerstwa Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej w aukcjach OZE, w 2022 roku zostały one podniesione ze względu na panujący kryzys energetyczny, wysokie ceny energii czy inflację. Cena referencyjna dla fotowoltaiki w małym koszyku do 1 MW wynosiła 375 PLN/MWh i była to cena o 35 PLN/MWh wyższa niż ta w 2021 roku. W dużym koszyku powyżej 1 MW dla instalacji fotowoltaicznych cena referencyjna wyniosła 355 PLN/MWh i również była to cena wyższa od analogicznej aukcji roku wcześniejszego. Na rysunku 4.15 przedstawiono wysokość cen aukcyjnych uzyskanych w kolejnych aukcjach, a w szczególności zakresy cen zwycięskich ofert oraz średnie ceny w poszczególnych koszykach aukcyjnych, w którym konkurują projekty zeroemisyjne.



Rysunek 4.15. *Ceny referencyjne i ceny kontraktowe farm PV i wiatrowych w systemie aukcyjnym. Oprac. IEO*

Wzrost cen aukcyjnych dla PV w ostatniej aukcji w 2021 roku (grudzień) i w pierwszej z 2022 roku (czerwiec) wynikał ze światowego wzrostu cen urządzeń i komponentów PV. Według ankiet od uczestników rynku (rozdział 6), w 2021 roku ceny modułów PV wzrosły r/r o 7%, a w 2022 roku o 12%. Nawet biorąc pod uwagę globalne zawirowania ostatnich lat w łańcuchu dostaw, ceny energii kontraktowanej w systemie aukcyjnym dla farm PV w latach 2016–2022 spadły o 18%, podczas gdy w tym samym czasie średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w Polsce (według URE) wrosły o 68%. System aukcyjny sprawdził się w zakresie wprowadzania fotowoltaiki na rynek.

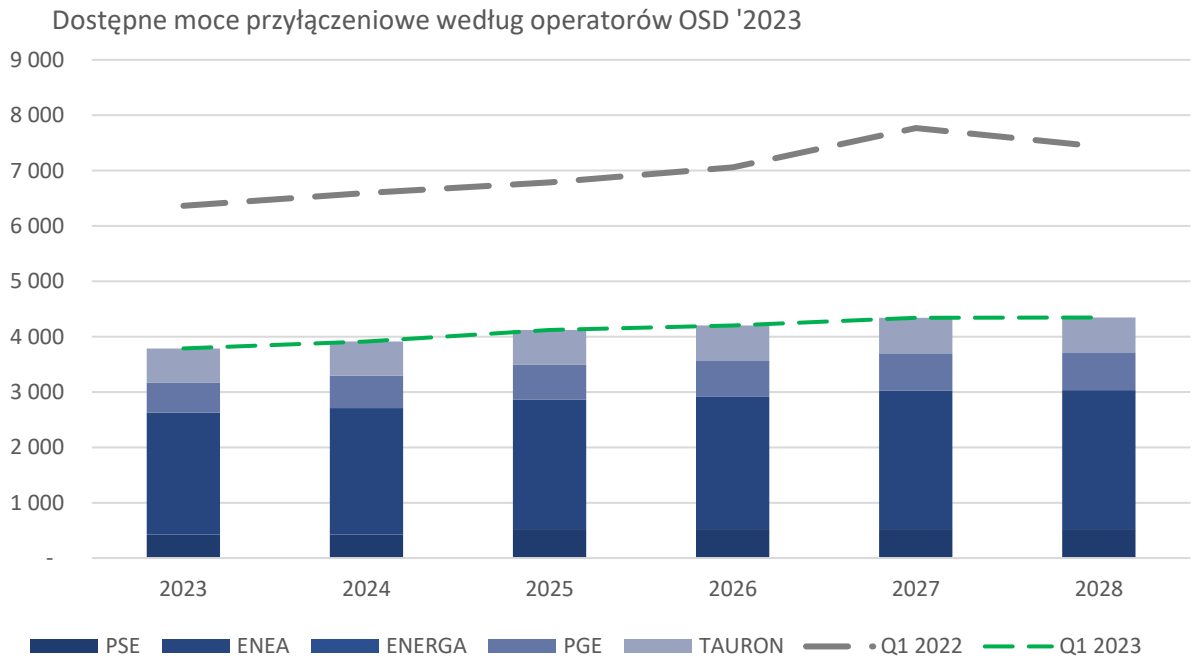
4.3. OGRANICZENIA W DOSTĘPIE DO SIECI

Wolne moce przyłączeniowe

Od dwu lat rozwój elektrowni fotowoltaicznych jest coraz bardziej limitowany dostępnością mocy przyłączeniowych w sieciach energetycznych.

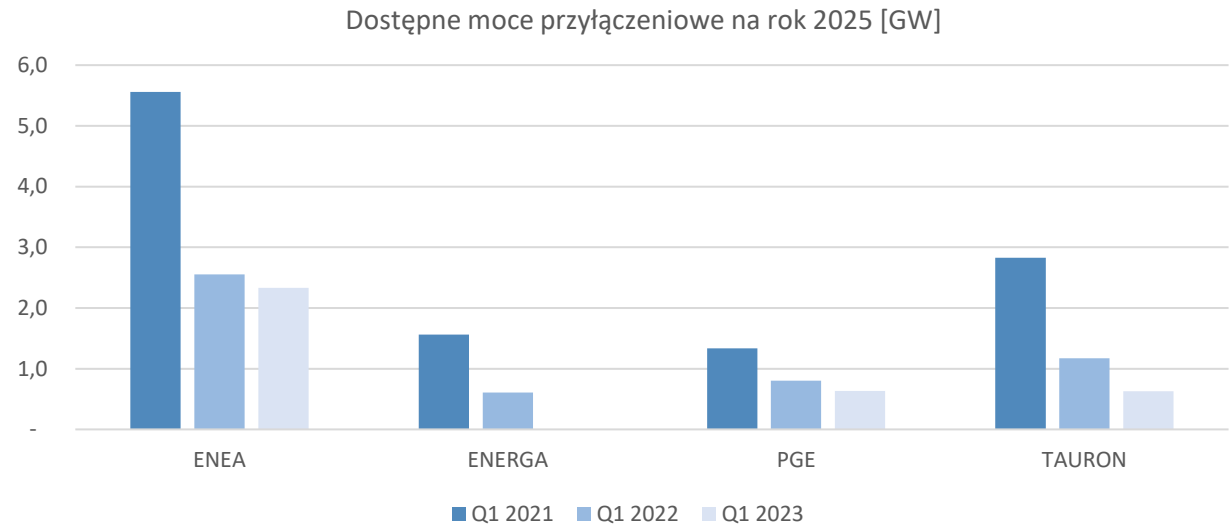
Operatorzy systemów dystrybucyjnych, zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne, aktualizują i udostępniają informacje o wielkości dostępnych mocy przyłączeniowych dla sieci powyżej 1 kV dla najbliższych pięciu lat. W publikowanej publicznie informacji operatorzy uwzględniają zmiany układu sieci oraz źródła, które już otrzymały warunki przyłączenia. Analogiczne plany przygotowuje operator systemu przesyłowego.

Przeprowadzona została analiza planów udostępnianych przez czterech największych operatorów (OSD) i PSE w ciągu ostatniego roku. Z analizy wynika, że według danych na koniec pierwszego kwartału 2023 łączna dostępna dla inwestorów moc przyłączeniowa na najbliższe pięć lat (2023–2028) będzie nieznacznie rosła (z 3,8 do 4,4 GW), ale w porównaniu z planami wydanymi przez OSD i OSP rok temu (1. kw. 2022 roku) jest to spadek o 41%. Obrazuje to pogarszający się stan i spadającą wydolność sieci elektroenergetycznej, jednocześnie ukazując narastające problemy w tym obszarze. Np. plany wolnych mocy przyłączeniowych na 2025 rok w ciągu roku spadły z 7 GW do 4,2 GW dostępnej mocy. Zmiany w wielkości dostępnych mocy przyłączeniowych w interwałach kwartalnych według operatorów przedstawia rysunek 4.16.



Rysunek 4.16. *Dostępne moce przyłączeniowe według operatorów sieci. Źródło: Tauron Dystrybucja, PGE Dystrybucja, Enea Operator, Energa Operator oraz PSE. Oprac. IEO*

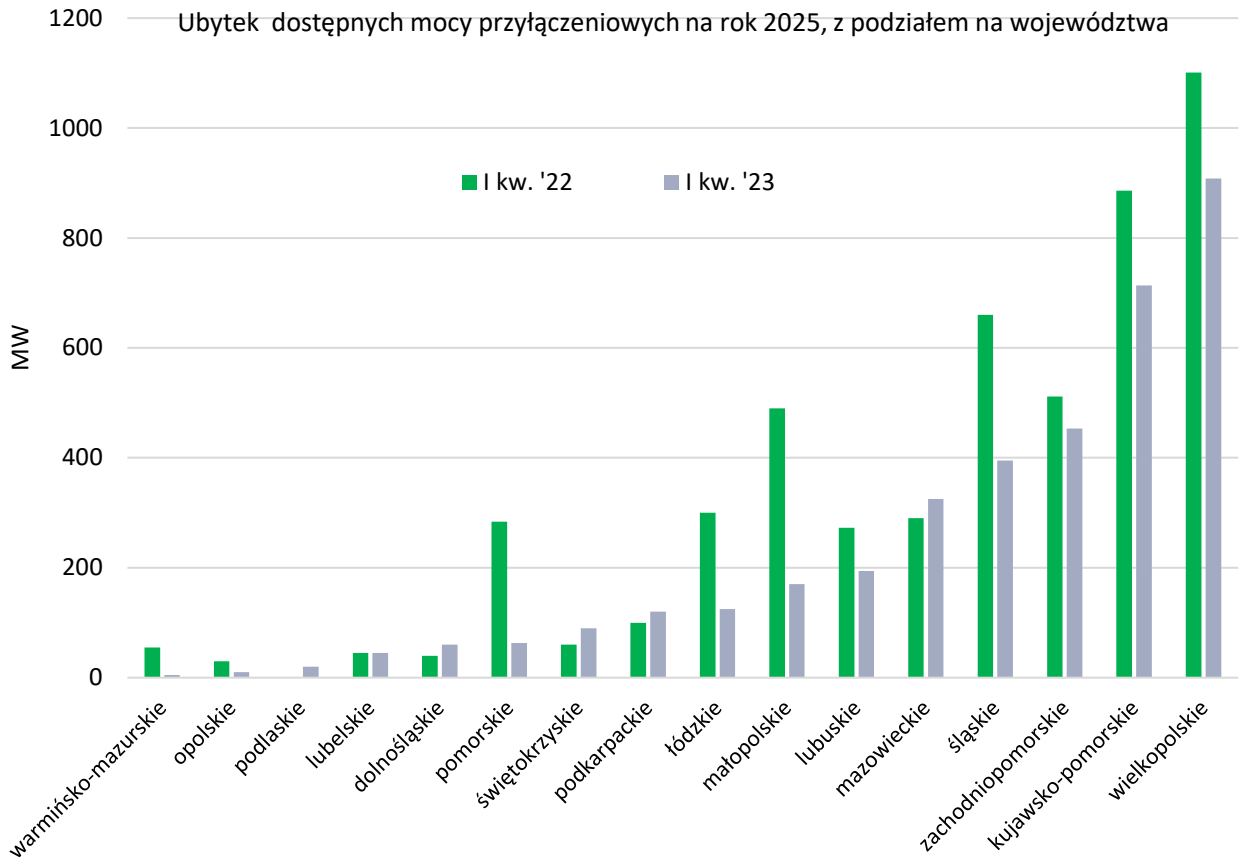
Najmniejszy potencjał jest raportowany przez operatorów na terenie dystrybucji obsługiwanym przez Energę i PGE – rysunek 4.17 U wszystkich operatorów odnotowano znaczne spadki dostępnych mocy przyłączeniowych. Natomiast największe obniżenie liczb w planach z 1. kw. 2021 roku w stosunku do 1. kw. 2023 roku odnotowała Enea i TAURON, które dalej mają największy potencjał przyłączeniowy spośród OSD.



Rysunek 4.17. *Porównanie dostępnych mocy według OSD na rok 2025, zgodnie z raportami Q1 2021, Q1 2022 i Q1 2023. Źródło: OSD. Oprac. IEO*

Warto zwrócić uwagę na fakt, że Energa Operator na 2022 rok nie wskazała żadnych wolnych mocy przyłączeniowych i uzasadniła to uwzględnianiem w planach rozwoju sieci wartości mocy morskich farm wiatrowych (blokada dostępności sieci dla generacji rozproszonej w dłuższym okresie). Podobną argumentację przytacza PSE, przez co dostępne dla lądowych OZE moce przesyłowe stopniały (por. rysunek 4.18)**.** Blokowanie długoterminowe sieci na potrzeby OZE będzie zwiększane w miarę postępów w budowie elektrowni jądrowych, zaczynając od realizacji planów i uzyskania warunków przyłączania do sieci elektrowni jądrowej w okolicach Lubiatowa-Kopalina, planowanej do uruchomieniach w 2033 roku.

Potencjał przyłączania nowych mocy wytwórczych nie jest równomiernie rozłożony na terenie kraju. Województwa z największym potencjałem przyłączeniowym należą do Enea Operator, który jednocześnie wydaje najwięcej warunków przyłączenia. Bardzo niski i spadający z roku na rok potencjał można zauważyć we wschodniej Polsce – por. rysunek 4.19, który obrazuje perspektywy dostępu do sieci w 2027 roku.



Rysunek 4.18. *Dostępne moce przyłączeniowe w województwach na 2028 rok. Oprac. IEO na podstawie danych OSD*

Największa wydolność sieci widoczna jest dla województwa wielkopolskiego. Wielkopolska oraz województwo kujawsko-pomorskie to te, które jako jedyne mają mieć ponad 1 GW dostępnej mocy przyłączeniowej dla OZE i znacznie wyróżniają się na tle pozostałych. Na drugim końcu spektrum dostępności mocy są województwa: świętokrzyskie, lubelskie, dolnośląskie, opolskie oraz przede wszystkim warmińsko-mazurskie, które na stan w 2023 roku ma 5 MW dostępnej mocy przyłączeniowej. W ciągu ostatnich 12 miesięcy (marzec 2022–marzec 2023) największe ubytki dostępnych mocy miały miejsce w województwach: pomorskim, małopolskim i łódzkim.

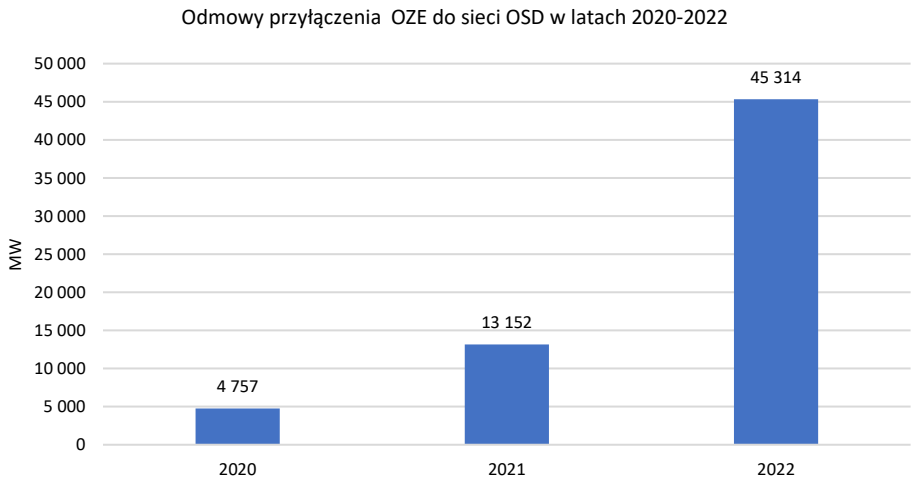
Problemy z brakiem mocy przyłączeniowej dla OZE aż do 2028 roku generują rosnące lawinowo problemy z mnogością odmów warunków przyłączenia do sieci dla nowych projektów OZE, a zwłaszcza PV (por. kolejny rozdział).

Odmowy wydania warunków przyłączenia

Zmniejszanie się wielkości dostępnych mocy przyłączeniowych dla farm PV w perspektywie najbliższych pięciu lat (rozdział 4.20), pozostaje w ścisłej zależności z mnogością bieżących odmów przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnej wydania warunków przyłączenia (WP) do sieci dla nowych projektów. Znamienne jest, że zapotrzebowanie klientów wyrażane w formie wniosków o wydanie warunków przyłączenia nie znajduje odzwierciedlenia w stosownej modyfikacji planów rozwoju sieci.

Skalę zjawiska, jakim jest odmawianie przyłączania do sieci źródeł OZE (PV i wiatrowych) i współpracujących z nimi instalacji magazynowych, obrazują dane udostępnione przez Prezesa URE w odpowiedzi na zapytanie w trybie dostępu do informacji publicznej wystosowane przez IEO.

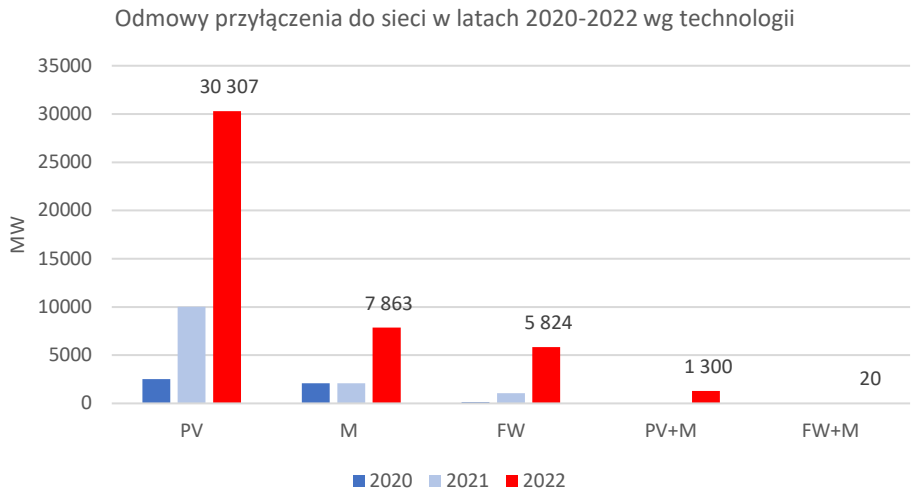
Dynamikę narastania odmów w wymiarze łącznym w latach 2020–2022 przedstawiono na rysunku 4.19.



Rysunek 4.19. *Łączna moc instalacji, których przyłączenia odmówiono w kolejnych latach (bez względu na technologię i miejsce potencjalnego przyłączenia). Źródło: IEO na podstawie informacji z URE*

Dane URE na temat skali odmów przyłączenia pokazują zdolność inwestycyjną inwestorów i gotowość gospodarki do podjęcia (sfinansowania) tak ukierunkowanych inwestycji. Nawet jeżeli pośród 45 GW nowych projektów OZE i instalacji magazynowych, którym odmówiono przyłączenia w roku 2022, znajdowały się w całości – jako powtórzone – wnioski, którym odmówiono przyłączenia w roku 2021 (co jest bardzo mało prawdopodobne), to i tak moc OZE i instalacji z nimi związanych wnioskowana o przyłączenie w roku 2022 była porównywalna z zainstalowaną dotychczas w całej energetyce węglowej. Oznacza to, że nie tylko obywatele (potencjalni prosumenci – por. rozdział 3), ale profesjonalny biznes nadąża za megatrendem (rozwój OZE i inwestycji związanych), którego realizacja z ich punktu widzenia jest możliwa. Niestety proces ten, a przynajmniej tempo transformacji w kierunku OZE, jest blokowany przez sektor elektroenergetyczny, który nie antycypuje oczywistej konieczności dostosowania sieci do wyzwań znanych od lat, a aktualnie lawinowo narastających.

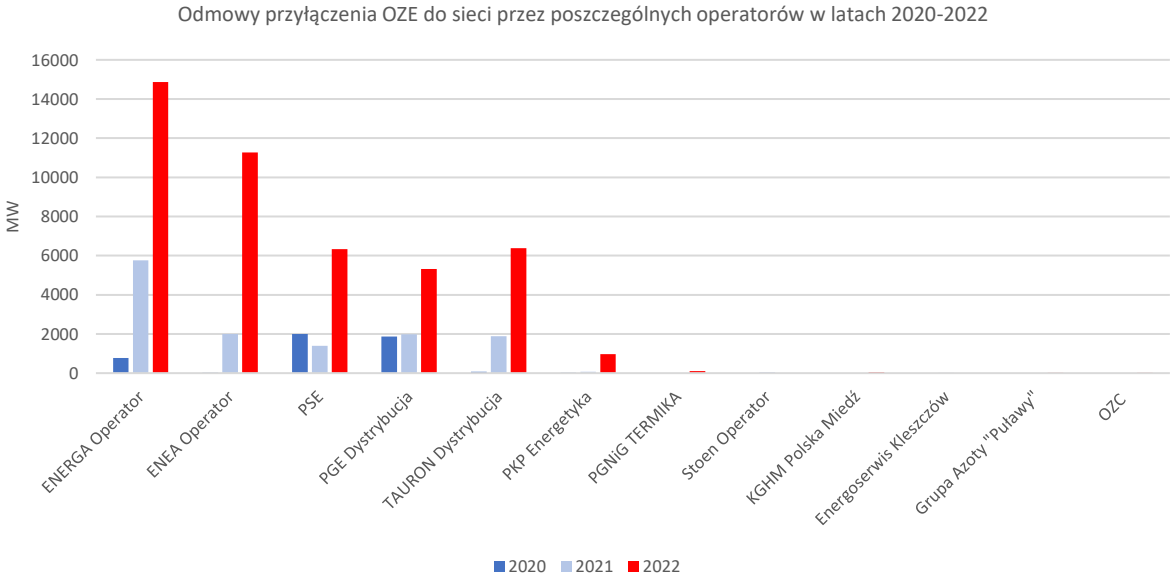
Na rysunku 4.20 zestawiono odmowy przyłączenia do sieci w latach 2020–2022 według technologii OZE – łącznie dla wszystkich operatorów.



Rysunek 4.20. *Odmowy przyłączenia do sieci w latach 2020–2022 według technologii (PV – farmy fotowoltaiczne, FW – farmy wiatrowe, M – magazyny energii) – łącznie dla wszystkich operatorów. Źródło: IEO na podstawie danych URE*

Jak widać, w szczególności w roku 2022 dominującą technologią, której odmawiano przyłączenia do sieci była PV. Jednocześnie zwraca uwagę rosnąca dynamika odmów przyłączenia instalacji magazynowych samodzielnych oraz – czego racjonalnie nie da się wytłumaczyć – pojawienie się odmów przyłączenia instalacji hybrydowych: PV + magazyn energii.

Na rysunku 4.21 przedstawiono rozkład odmów przyłączenia u poszczególnych OSD w ostatnich trzech latach.



Rysunek 4.21. *Odmowy przyłączenia do sieci OZE i instalacji z nimi związanych przez poszczególnych operatorów. Źródło: IEO na podstawie informacji URE*

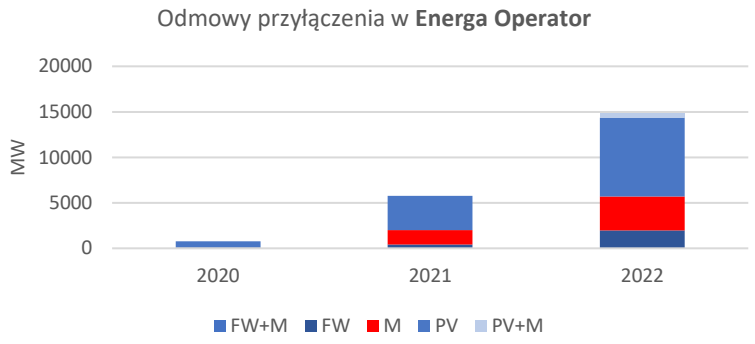
Operatorów sieci elektroenergetycznej, którzy zgłosili do Prezesa URE fakt udzielenia odmowy przyłączenia do sieci OZE lub instalacji magazynowej, zestawiono w kolejności malejącej wartości łącznej mocy w latach 2020–2022, w MW, w tabeli 4.2.

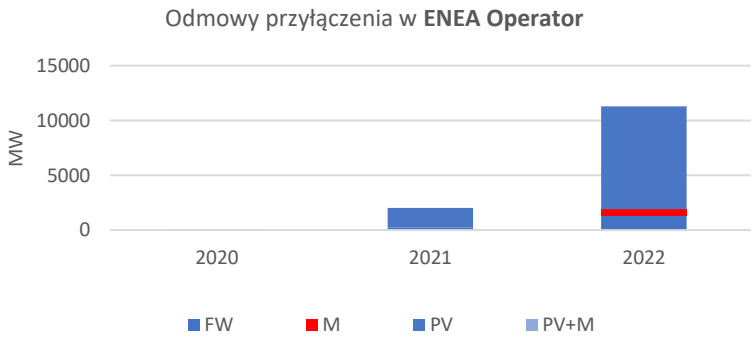
***Tabela 4.2**. Łączna moc wniosków odmówionych w latach 2020–2022*

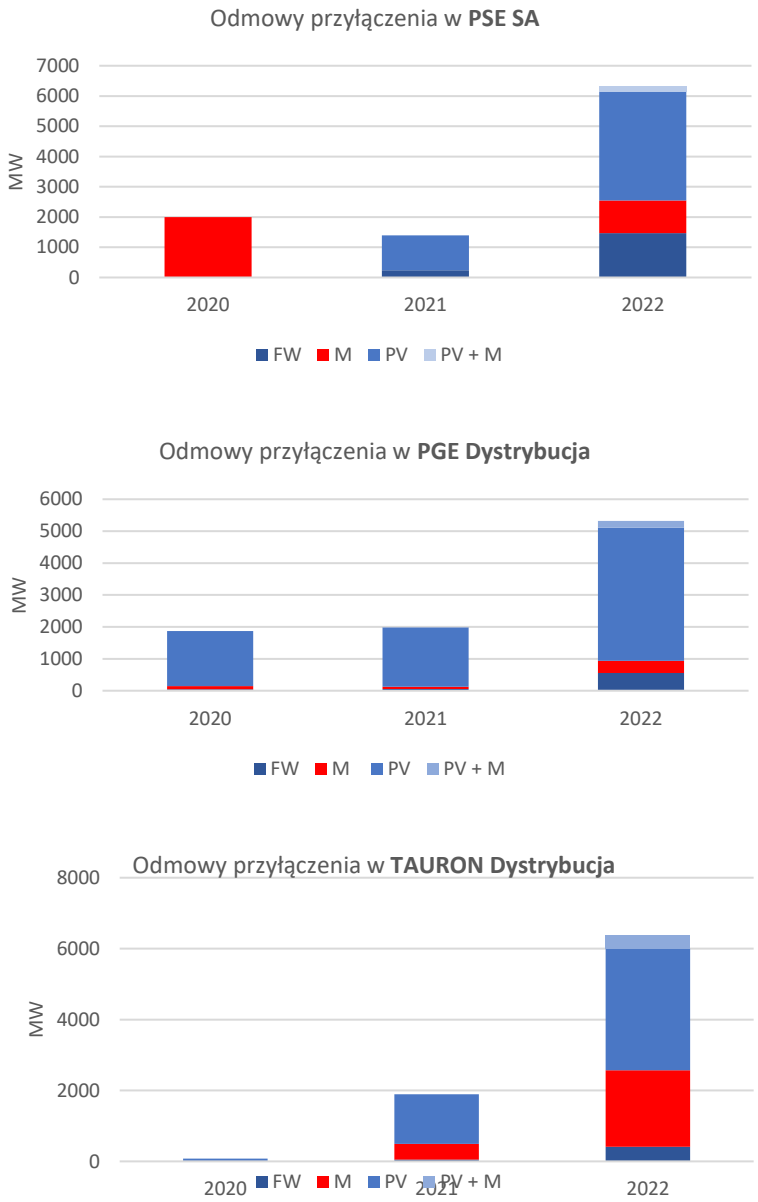
OPERATOR	[MW]
Energa Operator	21 415
Enea Operator	13 295
PSE	9 722
PGE Dystrybucja	9 176
TAURON Dystrybucja	8 351
PKP Energetyka	1 060
PGNiG TERMIKA	100
Stoen Operator	50
KGHM Polska Miedź	50
Energoserwis Kleszczów	1
Grupa Azoty Zakłady Azotowe „Puławy"	0,8
OZC	0,15

Jak widać z udostępnionych danych, największy udział w udzielonych odmowach ma sześciu operatorów „krajowych": PSE SA jako operator sieci przesyłowej, czterech OSDn, wspólnie pokrywających swoim zasięgiem cały kraj za wyjątkiem Warszawy, oraz PKP Energetyka – OSDp o zasięgu terytorialnym obejmującym cały kraj. Piąty OSDn – Stoen Operator, zapewne ze względu na specyfikę obsługiwanego obszaru, oraz wykazane w zestawieniu przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej mają w odmowach przyłączenia udział symboliczny. Z tego względu analizę struktury odrzuconych wniosków o przyłączenie ze względu na technologię przeprowadzono jedynie dla pierwszej szóstki.

Na rysunku 4.22 przedstawiono podział ze względu na technologię wniosków, którym odmówiono przyłączenia przez poszczególnych operatorów.







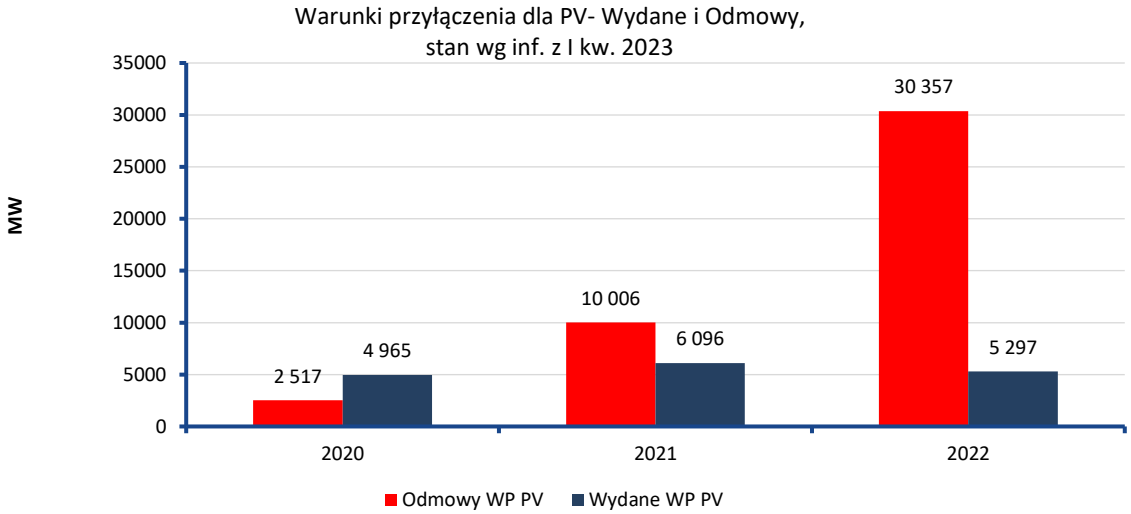
Rysunek 4.22. *Odmowy przyłączenia do sieci Energa Operator, Enea Operator, PSE SA, PGE Dystrybucja i TAURON Dystrybucja, w latach 2020–2022. Źródło: IEO na podstawie danych URE*

W przypadku PKP Energetyka, odmowy przyłączenia do sieci pojawiły się dopiero w roku 2022 i dotyczyły praktycznie wyłącznie PV.

Problemy narastających, masowych odmów przyłączenia OZE w ciągu dwóch lat zaczęły się niespodziewanie i szybko rozlały się „jak na komendę" na terenie całego kraju. Przykładem są Polskie Sieci Elektroenergetyczne, które jeszcze przed rokiem 2021 nie odnotowały żadnych odmów przyłączenia PV (paradoksalnie w 2020 roku odmowy dotyczyły magazynów energii). Odmowy coraz częściej wydawane są bez rozpatrzenia wniosku (pomimo że wpłacana zaliczka ma sfinansować m.in. niezbędne analizy). Jakkolwiek widoczna jest dominacja odmów przyłączenia PV u wszystkich operatorów, zgodna z trendem wypadkowym, to struktura tych wniosków ze względu na technologię kształtuje się odmiennie, zarówno w podziale na operatorów, jak i w podziale na lata. W szczególności uderzające jest zróżnicowanie struktury odmów w Energa Operator i Enea Operator w odniesieniu do

magazynów energii. Trudno to uzasadnić odpowiednim zróżnicowaniem (koncentracją) zainteresowania inwestorów w tym zakresie zlokalizowanych na obszarach jurysdykcji tych OSD, zbliżonych zarówno pod względem morfologii terenu, jak i rozwoju gospodarczego. Uwagę zwraca także koncentracja odmów przyłączenia do sieci Energa Operator i TAURON Dystrybucja instalacji magazynowych i magazynów sprzężonych z PV.

Rysunek 4.23 przedstawia skonsolidowaną informację o wydanych warunkach przyłączenia i odmowach. W 2022 roku sumaryczna moc odmów wydania warunków przyłączenia dla PV była niemal sześć razy większa niż wydane warunki przyłączenia.



Rysunek 4.23. *Odmowy i wydane warunki przyłączenia dla projektów PV. Oprac. IEO na podstawie URE (odmowy) i IEO (wydane warunki przyłączenia)*

Analiza powyższych danych obrazujących ukierunkowanie planów rozwoju sieci w Polsce pod kątem transformacji energetycznej uzasadnia tezę o ich kompletnym i narastającym niedostosowaniu w stosunku do potrzeb i potencjału rozwojowego odnawialnych źródeł energii wraz z rozwiązaniami towarzyszącymi (magazyny energii, sector coupling, DSM/DSR). Bez dostosowania sieci Polska nie jest w stanie przeprowadzić transformacji energetycznej, co w dalszej perspektywie skutkować będzie coraz droższą energią i pogarszaniem stanu bezpieczeństwa energetycznego kraju (konieczność importu paliw, spadająca rezerwa mocy, narastające obciążenie środowiska emisjami a cen energii opłatami z tego tytułu).

Powyższe problemy były poruszane szeroko w ubiegłorocznym raporcie „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2022”, gdzie podkreślano, że choć udział pogodozależnych OZE w KSE w Polsce rośnie, to takie kraje jak Holandia, Niemcy, Hiszpania czy Dania potrafią mitygować zmienną generację OZE przy dwukrotnie wyższym niż w Polsce poziomie ich udziału w systemie energetycznym. Zwracano uwagę m.in. na konieczność rozwoju magazynów ciepła, w tym długoterminowych i sezonowych (bardzo ważne rozwiązanie w przypadku sezonowych, ale także krótkotrwałych, nadwyżek mocy słonecznych), odejście od dyskryminującej formy ubiegania się o warunki przyłączenia w oparciu o moc DC, czyli falowników (co oznacza, iż podmioty ubiegające się o WP otrzymują o co najmniej 10% niższe wartości mocy niż gdyby używano realnej mocy osiągalnej z PV na poziomie AC), rozwój (promocję) hybryd wiatrowo-słonecznych o znacznie bardziej wyrównanych profilach generacji oraz na efektywność wykorzystania środków publicznych (UE) na rozwój sieci pod potrzeby OZE. Żadne z tych rozwiązań nie zostało wdrożone, aby choć częściowo poprawić dostosowanie sieci względem potrzeb rozwoju OZE, w tym PV (tzw. PV hosting capacity).

Narastające problemy zostały opisane w ostrzegawczym artykule: „Czy niedoinwestowana sieć elektroenergetyczna ograniczy rozwój fotowoltaiki?”[19]. Ówczesne pytania w 2023 roku stają się jeszcze bardziej uzasadnione. Np.: czy na decyzje i działania OSD bardziej niż stan sieci nie wpływa wola ich właścicieli? Czy decyzja z połowy pierwszej dekady bieżącego stulecia o pozostawaniu OSD w strukturze własności grup energetycznych pozwala wierzyć w szybkie rozwiązanie powyższych problemów, gdy te dotyczą tzw. niezależnych producentów energii (ang. IPP)? Dlaczego polityka energetyczna (niestety ciągle jedyna aktualna – z początku 2021 roku – rażąco zaniżała plany rozwoju OZE, stawiając cele rozwoju OZE niższe niż stan faktyczny. Czy można zaryzykować tezę, że dopóki OSD nie zostaną wyłączeni właścicielsko ze struktur grup energetycznych i nie staną się rzeczywiście niezależni, nie będą realnie pełnić swojej statutowej roli neutralnego „placu targowego” do prowadzenia wolnego handlu energią przez wszystkich uczestników rynku (o czym więcej w kolejnym podrozdziale)?

Ograniczenia pracy farm PV przyłączonych do sieci

Odrębnym problemem rozwoju fotowoltaiki jest ograniczanie pracy farm PV już przyłączonych do sieci w formie tzw. mechanizmu nierynkowego ograniczania generacji z OZE, w tym w szczególności farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Jest to działanie operatorskie, które prowadzi do nieracjonalnego gospodarowania deficytowym zasobem sieciowym i którego należy unikać poprzez działania wyprzedzające. Jeszcze do końca 2022 roku takie ograniczenia nie były wprowadzane w przypadku farm PV (w pewnym sensie doświadczali go prosumenci, ale w innym mechanizmie – odłączeń automatycznych z powodu wzrostu napięcia w sieci), ale rok 2023 zmienił sytuację.

Termin „ograniczenie" albo „redukcja” (ang. curtailment) odnosi się do zmniejszenia produkcji energii elektrycznej, kiedy w sieci jest za dużo energii elektrycznej. Ograniczanie ma na celu zmniejszenie obciążenia sieci w danym momencie dnia. Odpowiedzią na występowania takiej nadwyżki powinno być zmniejszanie wytwarzania energii elektrycznej przez źródła konwencjonalne. Jednakże w praktyce dowolne sterowanie elektrowniami węglowymi nie jest możliwe ze względu na dwa czynniki:

– obciążenia źródła pracującego nie można obniżyć poniżej poziomu tzw. minimum technicznego i jeżeli nadwyżka mocy w sieci wymusza dalszą redukcję, to źródło musi zostać wyłączone;

– źródło cieplne wyłączone z pracy nie może zostać przywołane do pracy w dowolnie krótkim czasie, w związku z czym w perspektywie spadku generacji z PV w godzinach wieczornych źródło cieplne odłączone w godzinach południowych tego deficytu mocy nie zrekompensuje, w efekcie źródła cieplne nie mogą być odłączane.

Dlatego, aby zapewnić bilansowanie mocy w systemie, operatorzy w sytuacjach krytycznych decydują się na zaniżenie generacji źródeł OZE ze względu na stan zbilansowania mocy w sieci – w perspektywie bieżącej i kilku kolejnych godzin. W większości przypadków przyczyną ograniczeń nie jest niesterowalność i zmienność produkcji energii z OZE, ale brak zachęt do aktywnego zarządzania poborem energii (DSM) oraz do magazynowania okresowych nadwyżek energii, w szczególności będące efektem braku zmian ceny energii w reakcji na bieżące i spodziewane naprężenia bilansu mocy. Kolejną przyczyną odłączeń PV jest słaba jakość linii SN, będąca wynikiem braku lub opóźnienia w realizacji inwestycji sieciowych.

Do takiej sytuacji w odniesieniu do farm PV doszło na większą skalę dwukrotnie 23 i 30 kwietnia 2023 roku PSE SA jako operator systemu przesyłowego poleciły redukcję generacji źródeł OZE ze względów

[19] https://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-fb5aaf61-abac-4265-a4b6-8340d47d2135

bilansowych. Były to dni wolne od pracy, z obniżonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, przy warunkach pogodowych sprzyjających generacji z OZE, w szczególności z PV.

Duża dynamika spadku podaży energii z PV w godzinach wieczornych, przy jednocześnie dużej inercji wielkoskalowych źródeł cieplnych, spowodowała w ocenie PSE SA zagrożenie niedoborem mocy w godzinach wieczornych w przypadku zredukowania źródeł cieplnych w ciągu dnia do poziomu, na jaki doraźnie pozwalała generacja PV. Wobec braku technicznej możliwości zagospodarowania nadwyżek energii PSE SA zdecydował w tej sytuacji o konieczności ograniczenia pracy farm PV. Jest to ryzyko, które może dotknąć każde źródło PV, niezależnie od jego skali jednostkowej.

Należy odnotować, że z jednej strony PSE SA jako operator systemu przesyłowego (OSP) korzysta z przewidzianego prawem mechanizmu, choć w kontrowersyjny sposób, z drugiej strony – odmawiając przyłączania magazynów (vide: rysunek 4.3.2.4), pozbawia się możliwości złagodzenia tego problemu w przyszłości. Odwołując się do konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, blokuje możliwość generowania energii najtańszej, niejako zmuszając odbiorców do korzystania z energii najdroższej, co *per se* stanowi naruszenie bezpieczeństwa energetycznego w jego warstwie ekonomicznej.

Ograniczając pracę źródeł OZE, PSE SA korzysta z art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, zgodnie z którym „w przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin".

Oznacza to, że każdorazowo, w ślad za operacyjną decyzją OSP o wprowadzeniu ograniczenia, zgodnie z prawem MUSI – w ciągu 72 godzin – zostać wydane stosowne rozporządzenie Rady Ministrów. Tylko w takim przypadku może mieć zastosowanie Art. 11c ust. 8., zgodnie z którym „przedsiębiorstwa energetyczne nie ponoszą odpowiedzialności za skutki ograniczeń wprowadzonych rozporządzeniem, o którym mowa w ust. 7".

Niezależnie od trybu „urzędowego", zgodnie z którym ograniczenia są wprowadzane wprost rozporządzeniem Rady Ministrów lub decyzją OSP potwierdzoną rozporządzeniem Rady Ministrów, operatorzy mają możliwość samodzielnego reagowania na sytuacje zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, ale na własne ryzyko finansowe, na gruncie Art. 11d ust. 3 oraz ust. 4., w brzmieniu:

> *W okresie występowania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej operatorzy systemu elektroenergetycznego mogą wprowadzać ograniczenia w świadczonych usługach przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, w zakresie niezbędnym do usunięcia tego zagrożenia.*
>
> *Operatorzy systemu elektroenergetycznego pokrywają koszty poniesione przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w związku z działaniami, o których mowa w ust. 1*.

Z publicznie dostępnych informacji nie wynika, by sytuacje, jakie zaistniały 23 i 30 kwietnia 2023 roku różniły się istotnie pomiędzy sobą od strony technicznej. W każdym przypadku wystąpiła nadpodaż energii z PV w stopniu zagrażającym koniecznością odstawienia źródeł cieplnych. Jednakże PSE SA zastosowały odmienne scenariusze formalne: W treści komunikatu z 23 kwietnia 2023 roku znalazło się ogłoszenie stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw wskazujące na zamiar zastosowania Art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże w ślad za działaniem PSE SA nie poszło stosowne działanie Rady Ministrów. Natomiast w komunikacie z 30 kwietnia 2023 roku ogłoszenia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw nie było, co wskazuje wprost na wykorzystanie Art. 11d ust. 3.

Powyższe oznacza, że cytowana w mediach jednostronna deklaracja OSP odnośnie do tego, że „brak tytułu do wypłaty rekompensat dla zredukowanych wytwórców OZE wobec ogłoszenia stanu

zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – co miało miejsce 23 kwietnia 2023 roku – „wynika z przepisów prawa" nie znajduje w tych przepisach potwierdzenia. Tym bardziej nie znajduje uzasadnienia ewentualna. odmowa wypłaty rekompensat w odniesieniu do ograniczeń wprowadzonych 30 kwietnia 2023 roku.

Na odrębną analizę zasługuje sama instytucja rekompensat za ograniczenie generacji energii z OZE i skutki ekonomiczne. 23 kwietnia ograniczenie dotknęło 2,2 GW mocy PV, a 30 kwietnia – 2,3 GW i spowodowały spadki cen energii tylko na rynku bilansującym (technicznym), ale nie na rynku energii spot. W praktyce oznacza to brak korzyści dla odbiorców z powodu spadku cen na rynku bilansującym i obciążenie ogółu odbiorców – poprzez taryfę przesyłową w kolejnym roku – kosztami wynikającymi z faktu utracenia korzyści przez inwestorów w OZE. Jest to groźne dla dalszego rozwoju OZE polityczne narzędzie konfliktowania podsektora OZE (w domyśle „bogatych inwestorów") z odbiorcami energii (w domyśle „biednymi zjadaczami chleba"). Co więcej, wkalkulowanie kwot wypłaconych rekompensat do stawki jakościowej w taryfie przesyłowej (z mocy prawa kalkulowanej całodobowo) prowadzi do dalszego spłaszczania ceny energii rozumianej jako koszt jednostkowy zaopatrzenia w energię elektryczną, co jest czynnikiem hamującym rozwój magazynów i usług DSM, kluczowych dla dalszego rozwoju OZE pogodozależnych. Powinna być więc traktowana jako „ostatnia deska ratunku", a nie działanie rutynowe, zastępujące te aktywności, które faktycznie są konieczne do realizacji.

Na koniec warto zwrócić uwagę, że obydwa epizody ograniczania pracy PV miały rozmiar rzędu 2 GW. Zobrazowane na rysunku 4.22 odmowy przyłączenia magazynów przez same PSE SA w 2020 roku to 2,0 GW, a łączna moc odmów magazynów w latach 2020–2021[20] wynosi niemal 4,2 GW. Biorąc pod uwagę, że cykl inwestycyjny instalacji magazynowej jest wielokrotnie krótszy od tradycyjnej instalacji wytwórczej, można z dużą dozą prawdopodobieństwa przyjąć, że gdyby wnioski te nie zostały odrzucone, to potrzeba redukcji nie zaistniałaby wcale, lub przyjęłaby istotnie mniejszy rozmiar.

BayWa r.e. to wiodący, działający w 30 krajach deweloper, dystrybutor oraz dostawca usług i rozwiązań z zakresu energetyki odnawialnej. Wybudowaliśmy i przyłączyliśmy do sieci instalacje o mocy sięgającej już 5 GW oraz zarządzamy przeszło 10,5 GW aktywów. W Polsce firma prowadzi działalność w zakresie rozwoju wielkoskalowych projektów farm fotowoltaicznych i wiatrowych, a także dystrybucji w sektorze energii słonecznej (hurtownia fotowoltaiczna współpracująca z firmami instalatorskimi).

[20] Celowo nie uwzględniono odmów wydanych w roku 2022, gdyż dotyczące ich zadania inwestycyjne w kwietniu 2023 roku mogłyby jeszcze nie funkcjonować

5. ŚREDNIOTERMINOWA PROGNOZA ROZWOJU RYNKU INWESTYCJI PV

Rok 2022 był kolejnym, w którym przyrost mocy zainstalowanej był ponownie rekordowy i tylko nieznacznie przekroczył ubiegłoroczną prognozę IEO[21]. Istnieje jednak kilka innych przesłanek wskazujących na potrzebę rewizji (podniesienia) prognozy mocy IEO z roku ubiegłego na 2030 rok (28,5 GW), a w szczególności prognozy średnioterminowej na 2025 rok. W szczególności „twarde" dane z rynku wskazują na dalsze szybkie tempo wzrostu rynku PV przynajmniej do 2025 roku i znacząco wyższą dynamikę wzrostu krajowego rynku od prognozowanych dla UE i prognoz globalnych.

Zgodnie z unijna „Strategią na rzecz energii słonecznej" moc zainstalowana w fotowoltaice w UE w latach 2022–2025 będzie rosła w tempie 12,8% rocznie (tzw. CAGR złożona roczna stopa wzrostu), osiągając w 2025 roku 320 GW (wobec 198 GW w 2022 roku). Światowe prognozy dla fotowoltaiki są również korzystne. Międzynarodowa Agencją Energetyczna (IEA)[22] przewiduje, że globalne roczne tempo wzrostu mocy w fotowoltaice w latach 2022–2027 wyniesie 10,7% (wzrost z 1,1 do 2,3 TW), zwracając uwagę na rosnącą rolę systemów aukcyjnych. Podobne roczne tempo wzrostu (10%) na kolejne lata 2023–2028 dla światowej fotowoltaiki w najnowszym raporcie podaje MarketsandMarkets[23], wskazując że najważniejszymi czynnikami wzrostu PV będą dalej szybko spadające koszty w efekcie podnoszenia sprawności ogniw PV i efektów skali.

W Polsce, dzięki efektom systemu aukcyjnego i promocji rozwoju mikroinstalacji oraz komercyjnych inwestycji u prosumentów biznesowych, coraz więcej wiadomo o poprawie konkurencyjności technologii PV i nowych inwestycjach. Również świadomość dalszego wzrostu cen energii wpływa na inwestycje we własne źródła PV, szczególnie u małych i średnich przedsiębiorców, ale też u dużych odbiorców przemysłowych. Zapowiedzi aktualizacji polityki energetycznej, w tym projektowane zwiększenie udziału i mocy PV do 27 GW do 2030 (rozdział 1) oraz plan systemu aukcyjnego na lata 2022–2027 również przyczynią się do wyższego przyrostu mocy PV w stosunku do ubiegłorocznej prognozy. Nie ustają prace deweloperskie nad nowymi projektami fotowoltaicznymi pomimo trudnej sytuacji z dostępnością warunków przyłączenia do sieci. Deweloperzy rozwijają projekty w celu sprzedaży energii na rynku, w formule PPA, prosumenta biznesowego, ale wobec obserwowanej kanibalizacji cen energii z PV nie tracą z oczu także systemu aukcyjnego i wprowadzają innowacyjne rozwiązania zmniejszające koszty profilu (hybrydy z elektrowniami wiatrowymi, ustawienia paneli w osi północ–południe, trackery itd.).

Na podstawie analiz wydawanych przez OSD i OSP warunków przyłączenia do sieci, wolnych mocy przyłączeniowych, zakontraktowanych mocy w systemie aukcyjnym (z uwzględnieniem harmonogramów ich realizacji), a także wniosków z badania ankietowego rynku i trendów na rynku, sporządzona została zaktualizowana prognoza rozwoju rynku PV w Polsce w perspektywie do 2025 roku.

Według najnowszej prognozy mocy zainstalowanych w fotowoltaice opracowanej przez ekspertów IEO, w najbliższych latach rynek fotowoltaiczny utrzyma dynamikę wzrostu. Na koniec obecnego roku 2023, moc wszystkich zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych przekroczy 18 GW. Szacuje się, że

[21] IEO: Rynek fotowoltaiki w Polsce 2022

[22] IEA: Renewables 2022

[23] MarketsandMarkets: Photowoltaic market forecast to 2028. Jan. 2023

przyrost mocy r/r może nawet przekroczyć 6 GW, co będzie kolejnym rekordem. Za przyrost nowych mocy w 2023 roku mogą odpowiadać w dużej mierze mikroinstalacje budowane przez prosumentów biznesowych, których bardzo dotknęła sytuacja na rynku cen energii. W systemie rozliczeń net-billing, ze wsparciem z różnych programów finansowych, mali, domowi prosumenci również będą się rozwijać szybciej niż w 2022 roku, ale nieco wolniej w stosunku do lat 2020–2021. W najbliższym roku zostanie zrealizowane gros farm w ramach systemu aukcyjnego, zarówno do 1 MW, jak i tych dużych farm PV powyżej 1 MW. Analizując trend z roku ubiegłego dotyczący przedsiębiorców, którzy znacznie intensywniej niż poprzednio inwestowali w instalacje do 1 MW, z dużą pewnością można przyjąć, że w br. trend ten się umocni. Jeszcze szybciej przybywać będzie farm budowanych komercyjnie pod umowy PPA na sprzedaż zielonej energii dla przemysłu.

W następnych latach będziemy obserwować wolniejsze tempo przyrostu nowych mocy w mikroinstalacjach domowych. Nowa formuła programu „Mój Prąd" wraz z dodatkowymi urządzeniami, będzie sprzyjać spokojnemu i stabilnemu przyrostowi nowych mocy oraz będzie formą zabezpieczenia dla okresu przejściowego, zanim w 2024 roku zostaną wdrożone ceny dynamiczne dla prosumentów. Wprowadzenie w 2022 roku systemu rozliczeń net-billing sprawiło, że prosumenci zaczęli na razie w małym stopniu uczestniczyć w rynku energii, ale będą musieli wdrożyć się do zarządzania własną energią elektryczną i cieplną.

W kolejnych latach będzie rosła aktywność firm w rozwijaniu projektów PV w modelu autoproducenta w odpowiedzi na wzrosty cen energii, w szczególności dla przedsiębiorstw przemysłowych. Dysponują one zarówno odpowiednimi powierzchniami, jak i możliwościami przyłączania źródeł PV do wewnętrznej sieci, a perspektywa rozwoju tego segmentu rynku jest duża. Sprzyjać temu będą również rozwój i budowa nowych obiektów zarówno usługowych, jak i produkcyjnych oraz modernizacja obecnych pod odkreślone wymogi i standardy energetyczne i środowiskowe. Przechodzenie firm na zieloną energię, to obecnie jeden z głównych modeli i trendów biznesowych, wynikający z rosnących oczekiwań ze strony klientów oraz partnerów, oczekujących minimalizacji śladu węglowego.

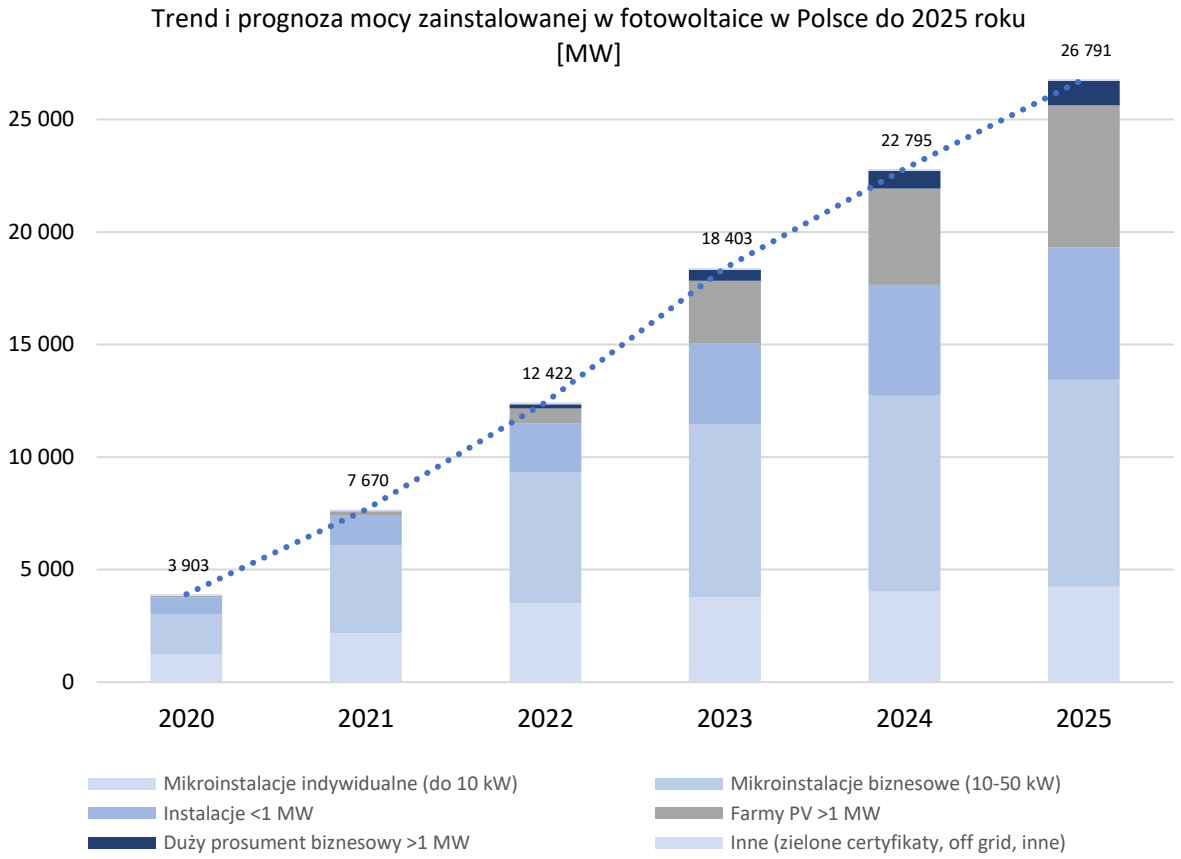
Ograniczenia sieciowe, omówione w rozdziale 4, będą istotną przeszkodą w transformacji energetycznej i kluczową barierą dla fotowoltaiki, ale nie powstrzymają tempa rozwoju rynku, przynajmniej do 2025 roku. Po tym okresie wiele będzie zależało od oczekiwanych i koniecznych zmian w planowaniu rozwoju sieci.

Zgodnie z najnowszą bazą danych IEO obejmującą rozwijane projekty fotowoltaiczne, na stan z 1. kwartału bieżącego roku, na rynku jest 6,5 GW projektów z zapewnionymi warunkami przyłączenia do sieci, w tym niemal 4.4 GW to nowe warunki uzyskane w latach 2022–2023. Operatorzy OSD i OSP oceniają (rozdział 4) dostępne dla OZE na 2025 rok wolne moce przyłączeniowe na 4,1 GW, z czego co najmniej połowa zostanie wykorzystana przez fotowoltaikę. Prosumenci indywidualni i biznesowi w systemie net-billing, działając na rynku coraz bardziej optymalnie wykorzystywać będą swój zasób sieciowy na potrzeby PV.

Zaktualizowaną prognozę przedstawiono na rysunku 5.1, a scenariusz zakłada, że moc 26,8 GW w fotowoltaice zostanie osiągnięta na koniec 2025 roku. Prognoza jest sumą prognoz cząstkowych, w segmentach, dostosowanych do aktualnej definicji mikro, małych i dużych instalacji oraz zakresów (i wielkości) wsparcia dotacyjnego i w ramach systemu aukcyjnego:

- Mikroinstalacje indywidualne (do 10 kW)
- Mikroinstalacje biznesowe (10-50 kW)
- Instalacje <1 MW
- Farmy PV >1 MW

- Duży prosument biznesowy >1 MW
- Inne (zielone certyfikaty, off grid, inne)



***Rysunek 5.1**. Prognoza mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce do 2025 roku. Oprac. IEO*

Aktualny scenariusz (26,8 GW) podnosi poprzednią prognozę IEO na 2025 rok o ponad 5 GW nowych mocy. W całym okresie 2022–2025 przyrost mocy sięgnie 14,4 GW, tempo wzrostu (CAGR) mocy PV wyniesie ponad 21%. Jest to tempo dwukrotnie wyższe od prognoz globalnych. W perspektywie 2025 roku polski rynek pozostanie jednym z największych i najbardziej dynamicznych.

W perspektywie średnioterminowej nie widać przesłanek do spowolnienia na rynku fotowoltaicznym, gdyż technologia jest elastyczna, skalowalna, działająca w kilku segmentach i wielu niszach rynkowych.

Na rozwój rynku w dalszej perspektywie (2024–2030) wpłyną programy wsparcia na inwestycje i modernizację sieci elektroenergetycznej nieuwzględnione w prognozie, w szczególności w KPO czy FENiKS. Założyć należy bardziej elastyczne i otwarte na potrzeby gospodarki podejście operatów sieci do obecnych zasad przyłączania źródeł PV do sieci. Choćby poprzez cable pooling czy instalacje hybrydowe, wprowadzenie instytucji linii bezpośredniej oraz tworzenie przestrzeni i ułatwień dla nowych segmentów rynku, np. agrofotowoltaiki. Inwestorzy, mając na celu zmniejszenie maksymalnej mocy wytwórczej z PV i przesunięcie piku generacji poza godziny szczytu produkcji energii za pomocą magazynowania energii, przestaną zderzać się z niefortunną rzeczywistością i dotychczas nieracjonalną interpretacją zasad ruchu sieci.

W oparciu o ww. prognozę mocy na 2023 rok i dane o kosztach jednostkowych instalacji planowanych do budowy w 2023 roku (kolejny rozdział) oraz prognozę cen energii z instalacji PV w br., zostały

wyznaczone obroty dla każdego segmentu rynku PV oraz suma obrotów finansowych w całej branży (inwestorów i operatorów instalacji PV).

W dotychczas rekordowym 2022 roku łączne obroty na rynku fotowoltaiki oszacowane zostały na 22 mld zł (raport „Rynek fotowoltaiki 2022"), a w tym wartość rynku samych nakładów inwestycyjnych wynosiła ok. 19 mld zł. Największy wkład w obroty handlowe miały mikroinstalacje fotowoltaiczne z niemal 70% udziałem w zestawieniu, zarówno na rynku inwestycji, jak i wartości energii.

Prognozę inwestycji, generacji energii i obrotów na rok 2023 przedstawiono w tabeli 5.1.

Tabela 5.1. *Prognozowane obroty w branży fotowoltaicznej na rok 2023. Oprac. IEO*

Segmenty rynku PV w Polsce	Przyrost nowych mocy PV w 2023 (prognoza)	Średni koszt inwestycji	Przewidywana wartość rynku inwestycji PV w 2023	Moc PV na koniec 2023	Produkcja energii elektrycznej z PV w 2023	Wartość energii elektrycznej z PV w 2023	Łączne obroty handlowe branży PV w 2023
	MW	mln PLN/MW	mld PLN	MW	MWh	mld PLN/rok	mld PLN
Mikroinstalacje indywidualne (do 10 kW)	260	5,2	1,3	3761	3 449 512	1,14	2,5
Mikroinstalacje biznesowe (10-50 kW)	1900	3,5	6,6	7706	6 418 498	6,42	13,1
Instalacje <1 MW	1476	3,2	4,7	3680	2 794 766	0,75	5,4
Farmy PV >1 MW	2126	3,0	6,4	2771	1 622 765	0,44	6,9
Duży prosument biznesowy >1 MW	300	3,0	0,9	485	318 250	0,16	1,1
Suma	**6 062**		**20,0**	**18 403**	**14 603 791**	**8,9**	**28,9**

Łączna produkcja energii z PV w 2023 roku wyniesie 14.6 TWh, z tego do sieci trafi ok. 10 TWh energii. Reszta to autokonsumpcja, która jako oszczędność liczy się w obrotach finansowych na rynku PV.

Prognozuje się, że w 2023 roku obroty handlowe fotowoltaiki znacząco wzrosną w stosunku do roku 2022 i wyniosą niemal 29 mld zł, a wartość rynku inwestycji PV będzie kształtowała się na poziomie 20 mld zł. Szacuje się, że przez wzrost udziału nowych farm PV i małych instalacji u prosumentów biznesowych, mikroinstalacje będą stanowić jedynie 7% na rynku inwestycji i 12% wszystkich obrotów na rynku fotowoltaicznym za rok 2023.

Wysokie obroty branży na rynku energii wskazują też pośrednio na potencjał inwestycyjny – możliwość reinwestowania w pokrewne PV segmenty rynku i nowe nisze rynkowe związane z branżą PV, np. produkcja urządzeń PV lub magazynów energii. Warto podkreślić, że obroty przemysłu urządzeń PV (rozdział 7) kierowane na eksport, nie zostały uwzględnione w powyższej analizie.

Według Rocznika Statystyczny Przemysłu 2022[24], całkowite nakłady inwestycyjne w 2021 roku na wytwarzanie energii elektrycznej (wliczając inwestycje w gaz i gorącą parę), wyniosły 24,5 mld zł (przy ogólnych inwestycjach w przemyśle 89 mld zł). Brak jest jeszcze danych GUS za 2022 rok, a tym bardziej za rok 2023, ale w przypadku PV inwestycje wyniosły niemal 19 mld w 2020 roku i wyniosą 20 mld w 2023 roku. Branża fotowoltaiczna stała się jednym z filarów polskiej gospodarki.

[24] https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/roczniki-statystyczne/roczniki-statystyczne/rocznik-statystyczny-przemyslu-2022,5,16.html

mBank był pierwszym w pełni internetowym bankiem w Polsce, a dziś wyznacza kierunek rozwoju bankowości mobilnej i online. Jest jedną z najszybciej rozwijających się marek finansowych w Polsce, od 26 lat notowaną na warszawskiej GPW. Bank rozpoczął działalność 36 lat temu jako BRE Bank. W 2013 r. nazwa mBanku zastąpiła marki BRE i MultiuBanku. Dzisiaj jest bankiem uniwersalnym, obsługującym ponad 5,5 mln klientów detalicznych i 31 tys. klientów korporacyjnych.

6. WYNIKI BADANIA FIRM W ŁAŃCUCHU DOSTAW DLA KRAJOWEGO RYNKU FOTOWOLTAIKI – TRENDY, CENY, PLANY

Przeprowadzone na podstawie kilkudziesięciu ankiet coroczne badanie rynku PV wśród instalatorów, generalnych wykonawców, inwestorów, deweloperów, dystrybutorów i producentów w branży PV pozwoliło na nakreślenie obrazu i stanu rynku fotowoltaicznego w Polsce. Ankietowane firmy i spółki to w większości marki istniejące od co najmniej kilku lat, o już ugruntowanej pozycji, mające znaczące udziały w polskim rynku fotowoltaicznym. Informacje i wskaźniki uzyskane z badania są porównywalne i spójne z badaniami z poprzednich lat oraz weryfikowalne i reprezentatywne dla branży PV. Pełna lista firm wraz z danymi kontaktowymi znajduje się w załączniku do raportu.

Rysunek 6.1. *Mapa firm biorących udział w pogłębionym badaniu rynku. Oprac. IEO na podstawie badania rynku PV*

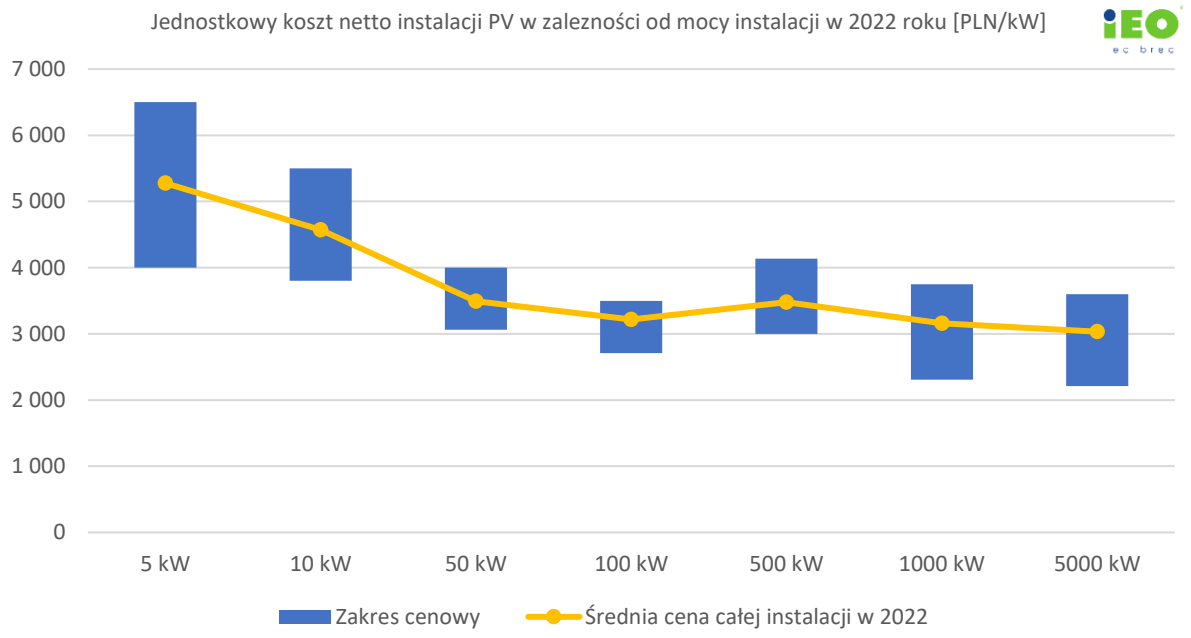
Firmy, które wzięły udział w badaniu prowadzą działalność w różnym zakresie m.in. instalowanie i generalne wykonawstwo (EPC), dewelopment projektów, dystrybucja oraz produkcja modułów i komponentów dla fotowoltaiki, obsługa farm i wytwarzanie energii z PV. Niemalże połowa ankietowanych firm wskazała na więcej niż jeden obszar działalności i zdolność do obsługi różnych segmentów rynku i klientów, zaczynając od najmniej wymagających indywidualnych do dużych inwestorów przemysłowych i finansowych. Spora część firm wskazała również, że chciałyby rozszerzyć usługi o montaż magazynów energii i ciepła, aby zwiększyć autokonsumpcję energii z PV.

Analizę wyników badań podzielono na cztery główne obszary istotne w łańcuchu dostaw: dostawy kluczowych komponentów, dostawy gotowych instalacji, dewelopment projektów i rozwój rynku pracy. Wyniki badań podsumowano oceną koniunktury i planami rozwoju z perspektywy firm.

6.1. INSTALACJE PV – STRUKTURA KOSZTÓW I TRENDY CENOWE

Badanie rynku fotowoltaicznego obejmowało właśnie koszty instalacji, ceny modułów, inwerterów i magazynów energii w różnych zakresach mocy instalacji i wielkości urządzeń.

Ceny kompletnych instalacji wraz z montażem są wypadkową wielu czynników i różnią się znacznie w zależności od docelowej mocy instalacji oraz zmieniają się nawet w obrębie jednego roku. Na wykresie (rysunek 6.2) przedstawiono jednostkowe ceny netto oraz zakres cen dla różnych instalacji PV w zależności od mocy. Analizę sporządzono na podstawie cen podanych przez ankietowane firmy dla poszczególnych typów instalacji za rok 2022.



Rysunek 6.2. *Jednostkowe ceny netto instalacji PV w zależności od moc., Oprac. IEO na podstawie badania rynku PV*

Zgodnie z wynikami badania rynku cena kompletnej instalacji wraz z montażem mocy 5 kW wynosi około 24 800 PLN w porównaniu z rokiem ubiegłym, kiedy było to około 24 000 PLN. Zakres zmienności podanych cen dla tego typu „popularnej" mocy instalacji był szeroki – od 20 000 PLN nawet do około 32 000 PLN. Oznacza to, że jednostkowa cena instalacji wahała się od 4 000 PLN/kW do ponad 6 500 PLN/kW. Tak szeroki zakres zmienności cen wynika z dużej różnorodności ofert dla tego typu instalacji ze względu na dobrane komponenty, ich jakość, technologię i producenta oraz ze względu na bieżącą zmienność relacji podaży i popytu (np. spadek popytu pomiędzy pierwszym i drugim kwartałem ub.r.).

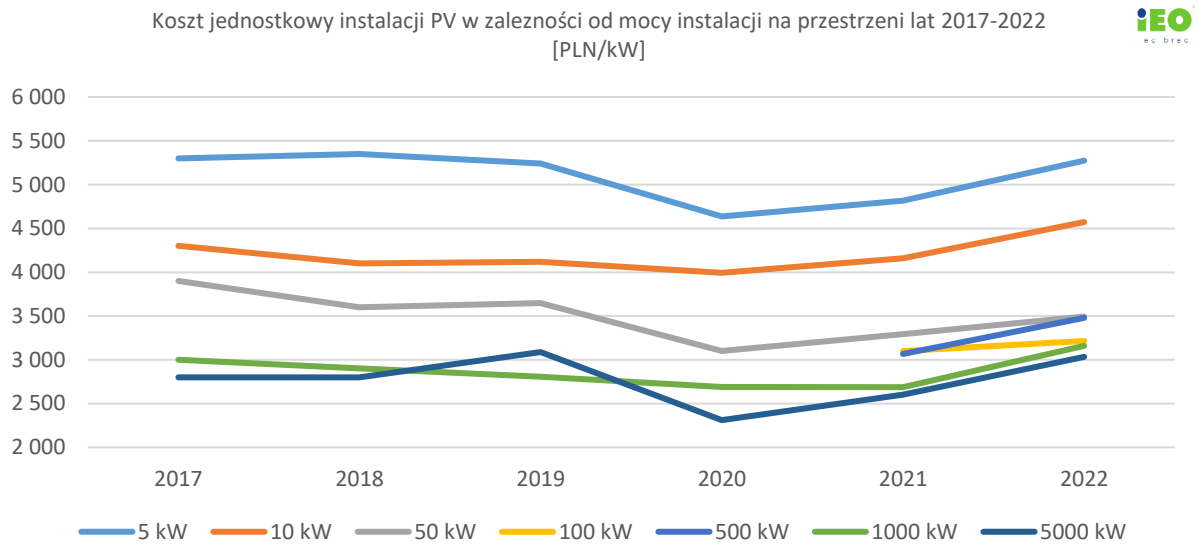
Część firm wchodzących na rynek oferuje konkurencyjne ceny, aby zdobyć klientów i rynek, a część firm, z ugruntowaną już pozycją, może zaoferować instalacje w wyższych cenach. Klienci ze względu na dużą liczbę ofert, mają możliwość wyboru firmy oraz komponentów z niższej półki lub instalacji zbudowanej na wyższej jakości sprzęcie.

Średnia cena mikroinstalacji o mocy 10 kW i 50 kW wynosi odpowiednio około 42 700 PLN i 163 600 PLN. Małe instalacje o mocy 100 kW lub 500 kW budowane są przez mniejsze i średnie firmy głównie z myślą o całkowitej autokonsumpcji. Instalacje o takiej mocy kosztują średnio odpowiednio 322 000

PLN oraz 1 700 000 PLN. Cena inwestycji w instalację bądź farmę o mocy około 1 MW wyniosła średnio około 3 000 000 PLN.

Analizy IEO potwierdzają działanie tzw. kosztowego efektu skali, ponieważ z danych wynika, że jednostkowa cena instalacji spada wraz ze wzrostem mocy znamionowej instalacji. Widać zauważalne różnice w jednostkowej cenie pomiędzy domowymi instalacjami prosumenckimi i instalacjami dla prosumenta biznesowego. Cena jednostkowa jest znacznie niższa dla farm PV niż dla pozostałych typów instalacji.

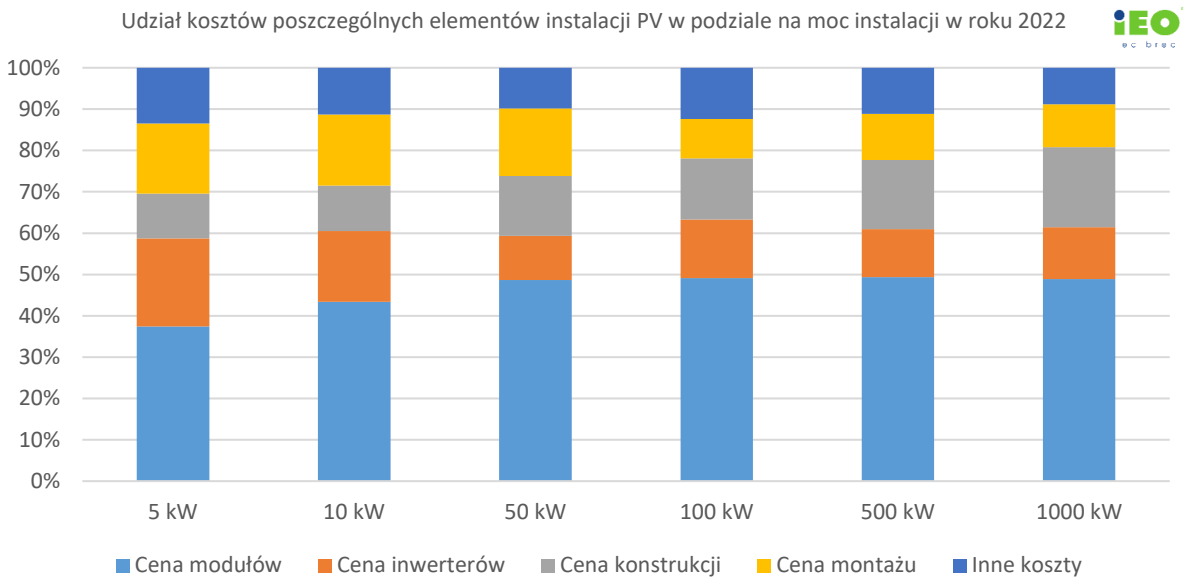
Tegoroczne badanie rynku było kolejnym z serii badań wykonanych także na potrzeby poprzednich edycji raportu. Analiza danych uzyskanych w minionych badaniach pokazująca trendy cen wybranych instalacji PV została przedstawiona na wykresie (rysunek 6.3).



Rysunek 6.3. *Ceny jednostkowe [PLN/kW] instalacji PV o różnych mocach na przestrzeni ostatnich lat. Oprac. IEO, na podstawie badań rynku PV przeprowadzonych przez IEO w latach 2017–2022*

Rok 2022 okazał się kolejnym, w którym ceny instalacji zamiast tradycyjnie spadać, pomimo wzrostu popularności technologii, nadal wzrastały. Przebieg ten wynika ze wzrostu kosztów produkcyjnych komponentów i transportu ze względu na wybuch wojny i kryzys energetyczny oraz jest skutkiem inflacji. Średnio ceny instalacji wzrosły o 11%, a więc poniżej inflacji. Praktycznie każdy segment PV odczuł wzrosty cen, ale stosunkowo najwolniej (ok. 5%) rosły ceny instalacji w przedziale 10–50 kW.

Zróżnicowanie cen jednostkowych instalacji PV o różnych mocach wynika m.in. z różnego udziału poszczególnych komponentów w ogólnych kosztach instalacji. Struktura ta praktycznie pokrywa się z danymi z lat poprzednich oraz potwierdza, że w przypadku małych instalacji, koszty poszczególnych komponentów są bardziej porównywalne niż w przypadku dużych instalacji, gdzie największą część stanowią moduły fotowoltaiczne. Strukturę kosztów składowych dla poszczególnych mocy przedstawiono na wykresie (rysunek 6.4).

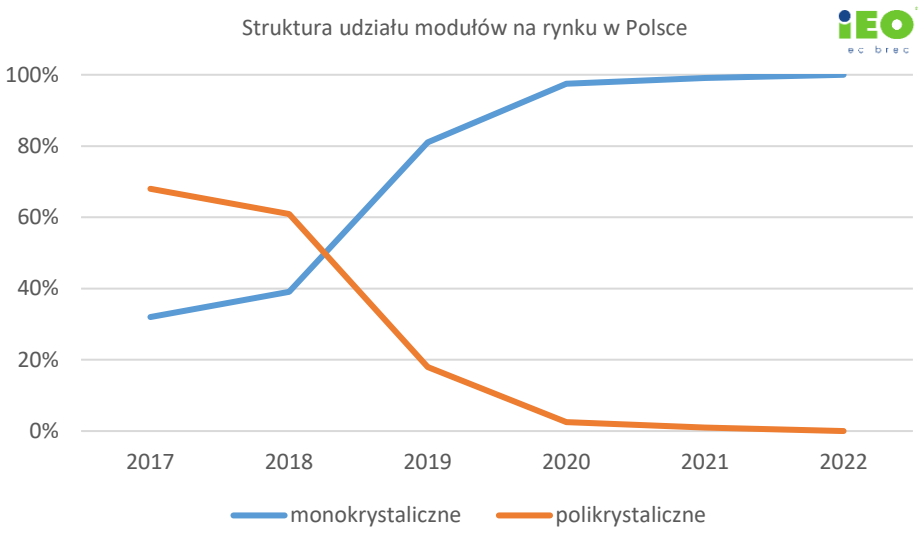


Rysunek 6.4. *Udział kosztów poszczególnych elementów instalacji fotowoltaicznych ze względu na moc instalacji. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

Relatywnie, dla wszystkich rodzajów instalacji moduły stanowią największą część kosztów. Najmniejszy udział kosztu modułów występuje w segmencie mikroinstalacji. Moduły razem z inwerterami odpowiadają prawie za 60% kosztów całej instalacji. Najmniejszy udział w kosztach stanowi konstrukcja wsporcza (zazwyczaj system dachowy), a pozostałe składowe, tj. okablowanie, prowizja, projekt instalacji, dokumentacja i obsługa, stanowią około 13% całkowitych kosztów najczęściej montowanej instalacji prosumenckiej o mocy około 5 kW. W przedziale od 100 kW do 1000 kW obserwuje się znaczny spadek kosztów jednostkowych związanych z montażem instalacji. Dla instalacji większych niż 1 MW udział kosztów inwerterów i modułów spada. Struktura kosztów w stosunku do poprzednich lat nie zmieniła się znacząco.

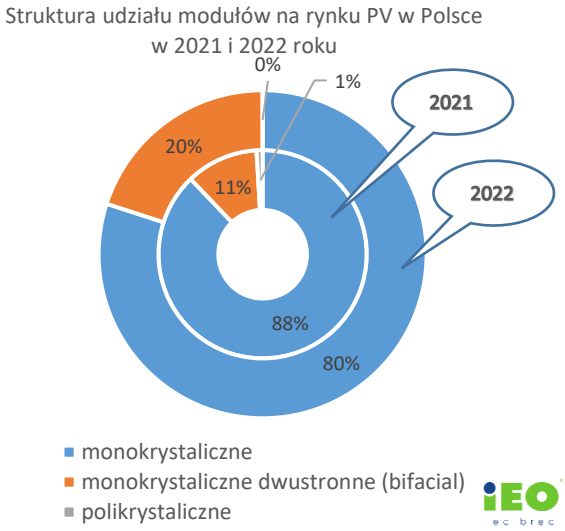
6.2. MODUŁY FOTOWOLTAICZNE, INWERTERY I MAGAZYNY NA POLSKIM RYNKU

W 2022 roku praktycznie każda instalacja opierała się na modułach monokrystalicznych. Na przestrzeni ostatnich lat udział modułów polikrystalicznych spadł do zera, co można zauważyć na rysunku 6.5.



Rysunek 6.5. *Struktura udziału modułów na krajowym rynku PV na przestrzeni ostatnich lat. Oprac. IEO, na podstawie badań rynku PV*

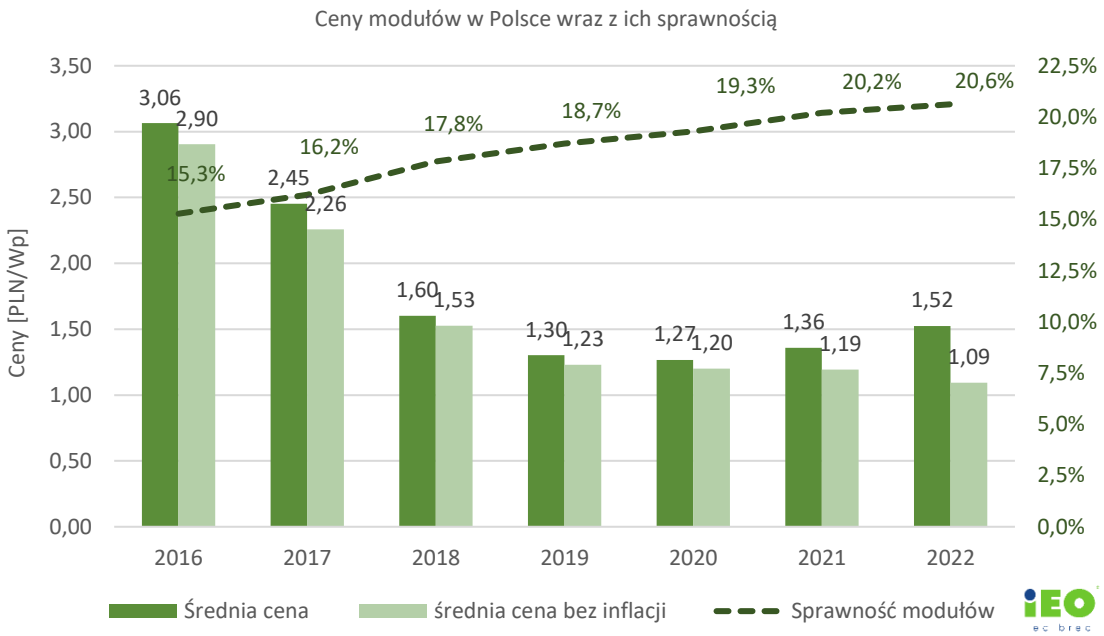
Tegoroczne badanie rynku potwierdziło, jak dużą rolę na polskim rynku odgrywają moduły dwustronne – rysunek 6.6.



Rysunek 6.6. *Struktura udziału modułów na krajowym rynku w 2021 i 2022 roku. Oprac. IEO, na podstawie badań rynku PV*

Moduły bifacial obejmowały w 2022 roku aż 20% mocy zainstalowanych przez ankietowane firmy w porównaniu z 11% w roku 2021. Obecnym wyzwaniem dla producentów jest rozwijanie i wprowadzanie na rynek w miejsce ogniw PERC technologii zwiększającej sprawność i wydajność typu TOPCon oraz HJT.

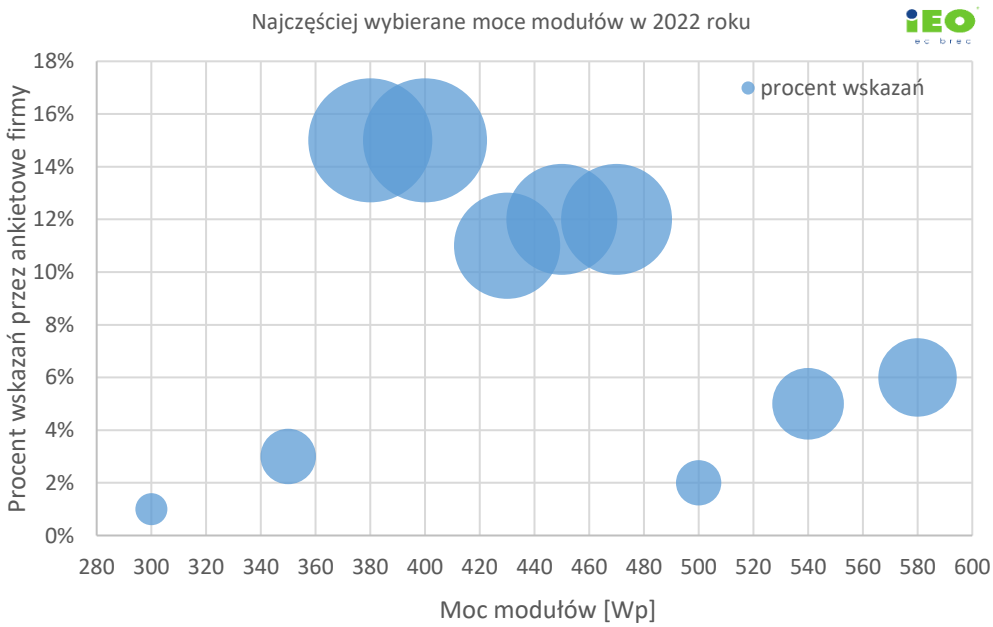
Od 2016 roku ceny modułów sukcesywnie spadały, natomiast dla roku 2021 zaobserwować można było nieduży wzrost. Rzeczywisty obraz przysłoniła jednak inflacja, gdyż jeżeli porównamy ceny modułów bez inflacji i z jej uwzględnieniem, to zobaczymy w dalszym ciągu trend spadkowy. W tym przypadku bez inflacji ceny modułów w 2022 roku kształtowały się na poziomie około 1,1 PLN/Wp. – rysunek 6.7.



Rysunek 6.7. *Ceny modułów z inflacją i bez inflacji z korelacją sprawności na przestrzeni lat. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

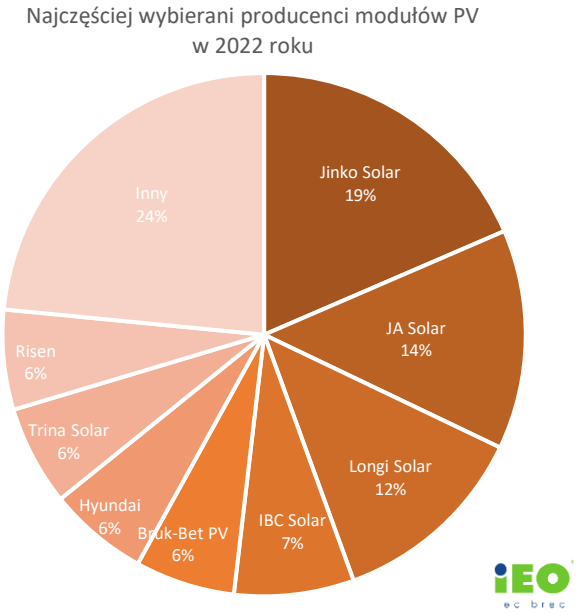
Zauważyć można również, że przy spadku ceny cały czas obserwujemy wzrost sprawności modułów, co jest głównym czynnikiem realnego spadku kosztów modułów w przeliczeniu na Wp (tzw. Watt peak).

Najczęściej wybieranymi modułami w 2022 roku były te z zakresu mocy 380–400 Wp, 37% wskazań padło na ten przedział mocy modułów. W ubiegłorocznym badaniu ankietowani podali nieco mniejszy zakres mocy. Wraz z rozwojem dużych farm PV coraz częściej wybierane są również moduły o mocach 560–580 Wp i większej – rysunek 6.8.



Rysunek 6.8. Najczęściej wybierane moce pojedynczych modułów monokrystalicznych. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV

Na polski rynek trafiają moduły różnych producentów, w tym krajowych. Zdecydowanie największy jednak udział w rynku mają producenci z Chin. Najczęściej wybieranymi przez instalatorów i wykonawców były moduły marki: Jinko Solar, JA Solar, Longi Solar, IBC Solar oraz polski producent Bruk-Bet PV. Dane uzyskane na podstawie ankietowania sprzedawców i dystrybutorów modułów pokazują, że około 90% sprzedanych w 2021 roku na polskim rynku modułów pochodzi od deklarowanych producentów azjatyckich. W praktyce te udziały mogą być wyższe.

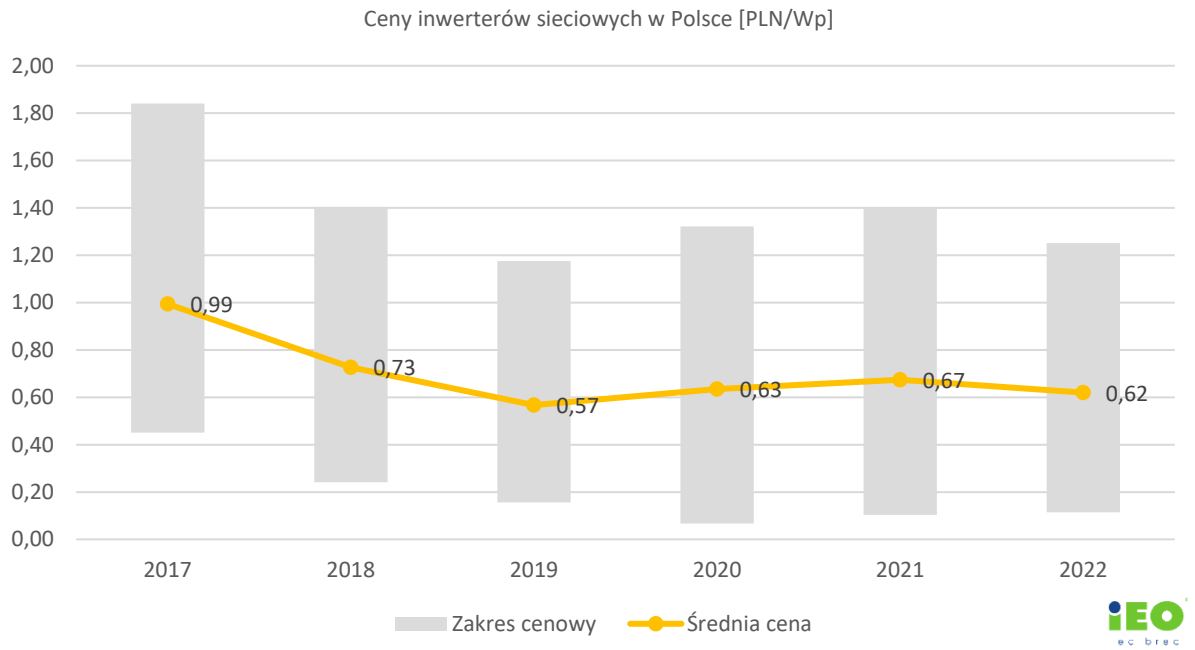


Rysunek 6.9. *Najczęściej wybierani producenci modułów PV w Polsce.,Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

Biorąc po uwagę coraz większy udział magazynów energii – czy to instalowanych razem z instalacją PV, czy też dokupowanych osobno – w roku 2022 można było zaobserwować większe zainteresowanie inwerterami hybrydowymi. Stanowiły one praktycznie 23% wszystkich sprzedanych, co pokazuje zainteresowanie dodatkowymi urządzeniami – rysunek 6.10.

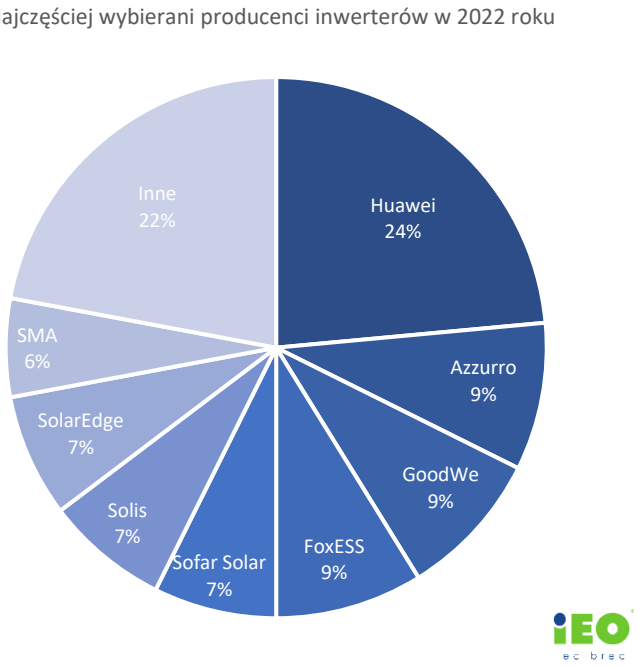
Rysunek 6.10. *Struktura inwerterów w Polsce w 2022 roku. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

Ceny inwerterów wraz z rozwojem technologii na przestrzeni ostatnich kilku lat wykazywały trend spadkowy, a od 2020 roku zaczęły się stabilizować (w cenach nominalnych). W 2022 roku ceny spadły średnio o 8% w stosunku do roku poprzedniego. W najnowszych wynikach ankietowania widać duży zakres cen jednostkowych wyrażonych w PLN/W mocy – rysunek 6.10. Im większa moc falownika, tym cena jednostkowa jest niższa. Dolną granicę ceny wynoszącą 0,11 PLN/Wp wyznaczają inwertery o największych mocach, czyli te rzędu 200–250 kW. Natomiast te najmniejsze mogły kosztować nawet ponad 1 PLN/Wp.



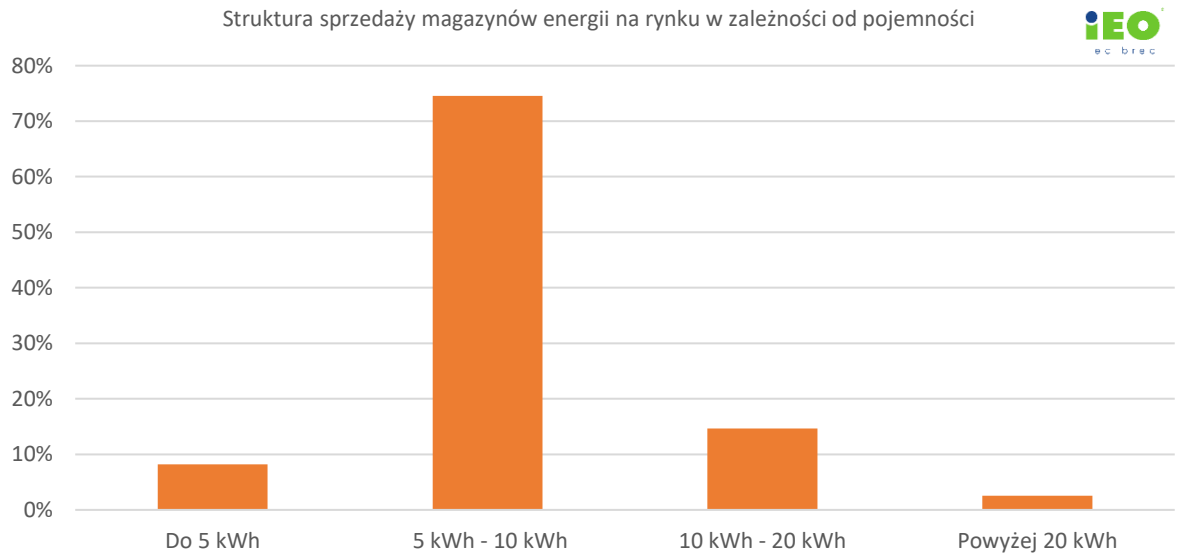
Rysunek 6.11. *Średnie ceny inwerterów na rynku w latach 2017–2021. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

Ankietowane firmy wskazywały, że najczęściej wykorzystywali inwertery takich firm, jak: Huawei, Azurro, GoodWe, FoxESS czy Sofar Solar. W inwerterach o największych mocach, czyli stosowanych na farmach PV, wskazywano na markę Huawei – rysunek 6.12.



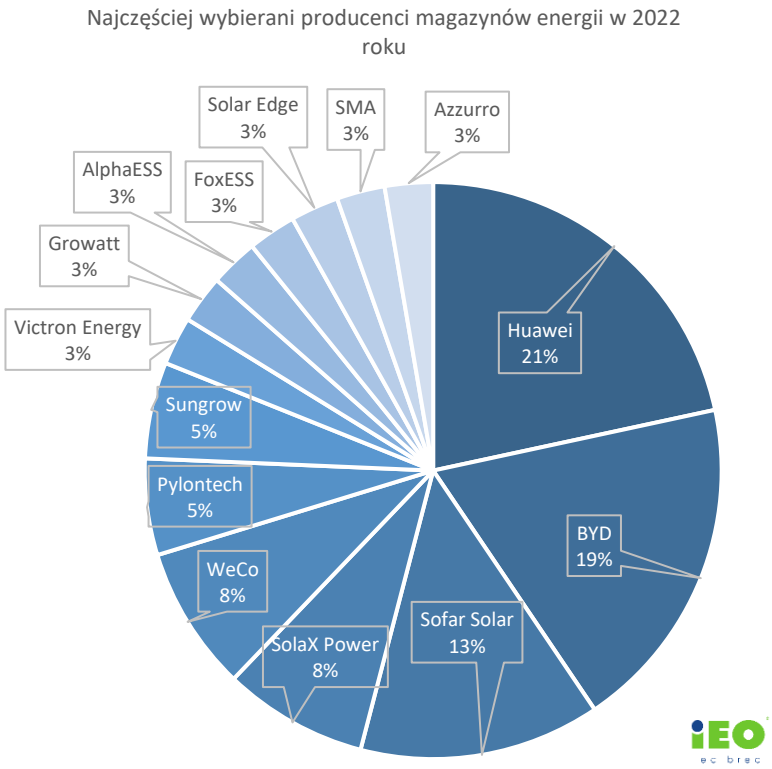
Rysunek 6.12. *Najczęściej wybierani producenci inwerterów w roku 2022. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

Oprócz samych modułów i inwerterów w 2022 roku popularnością cieszyły się magazyny energii elektrycznej, które zaczęli oferować w szerszej gamie producenci i instalatorzy. Magazyny te przeznaczone i oferowane były głównie dla gospodarstw domowych, a ich najpopularniejsza pojemność to 5–10 kWh – rysunek 6.13.



Rysunek 6.13. *Struktura sprzedaży magazynów energii elektrycznej w zależności od pojemności w 2022 roku. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

Na rynku pojawiło się sporo nowych producentów, ale pierwsza czwórka najczęściej wybieranych pochodzi z Chin. Są to Huawei, BYD, Sofa Solar, SolaX Power, natomiast na piątym miejscu jest włoska firma WeCo – rysunek 6.14.



Rysunek 6.14. *Najczęściej wybierani producenci magazynów energii elektrycznej w roku 2022. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

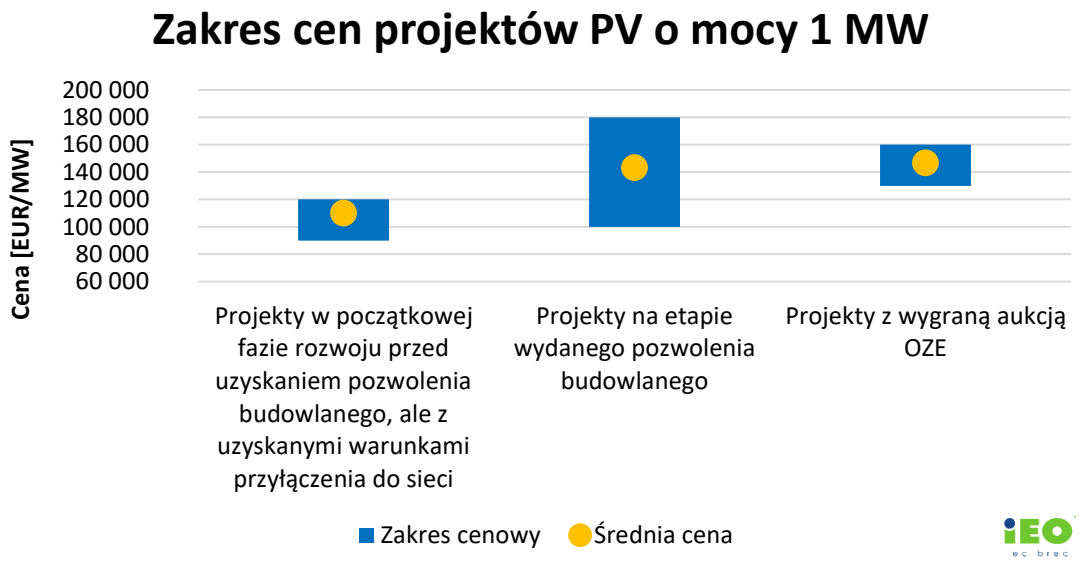
Szczegółową analizę rynku magazynów energii elektryczek i ciepła przeprowadzono w rozdziale 3.3.

6.3. DEWELOPMENT PROJEKTÓW FOTOWOLTAICZNYCH

Rynkowe ceny projektów fotowoltaicznych zawierają się w szerokich przedziałach cen w zależności od etapu zaawansowania. Kluczowym czynnikiem o największym wpływie na cenę projektu jest uzyskanie warunków przyłączenia do sieci. Z tym elementem procesu deweloperskiego związane jest wcześniejsze zabezpieczenie dzierżawy gruntu pod PV, bez pewności uzyskania jakikolwiek warunków przyłączenia. Deweloperzy mają coraz częściej problemy z pozyskaniem warunków od operatorów. Komentarze ankietowanych wskazywały na sytuację, iż zaledwie 10–20% składanych w ub.r. wniosków o przyłączenie dostawało pozytywną odpowiedź. Drugim utrudnieniem, z którym mierzą się coraz częściej deweloperzy, jest coraz mniejsza dostępność do gruntów spełniających wymogi dla fotowoltaiki. Składają się na to aspekty takie, jak: klasa gruntu, odległość od linii średniego napięcia, wielkość i kształt działki, brak zacienienia, droga dojazdowa, ale również ograniczenia wynikające z Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego. Niekorzystnie na dalszy rozwój farm powyżej 1 MW mogą wpłynąć planowane zmiany w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, tzn. zapisy mówiące o obowiązku sporządzenia MPZP dla instalacji powyżej 2 MW.

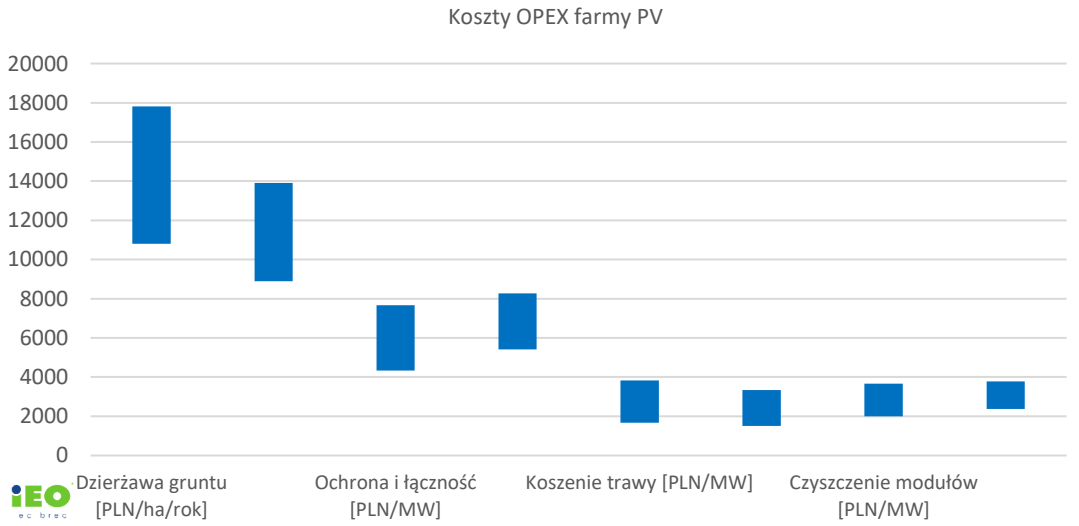
Projekty farm o mocy 1 MW w początkowej fazie rozwoju w 2022 roku kosztowały średnio około 110 000 EUR i zawierały się w zakresie od 90 000 EUR do 120 000 EUR. Projekty na etapie wydanego

pozwolenia na budowę kosztowały już od około 100 000 EUR do 180 000 EUR, a takie, które ponadto mają zapewnione wsparcie w systemie aukcyjnym, średnio można byłe nabyć za około 147 000 EUR. (rysunek 6.15).



Rysunek 6.15. *Średnie ceny projektów PV na różnym etapie zaawansowania Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

Elementem wpływającym na przyszłe zyski z farmy PV są jej koszty eksploatacyjne OPEX – rysunek 6.16.

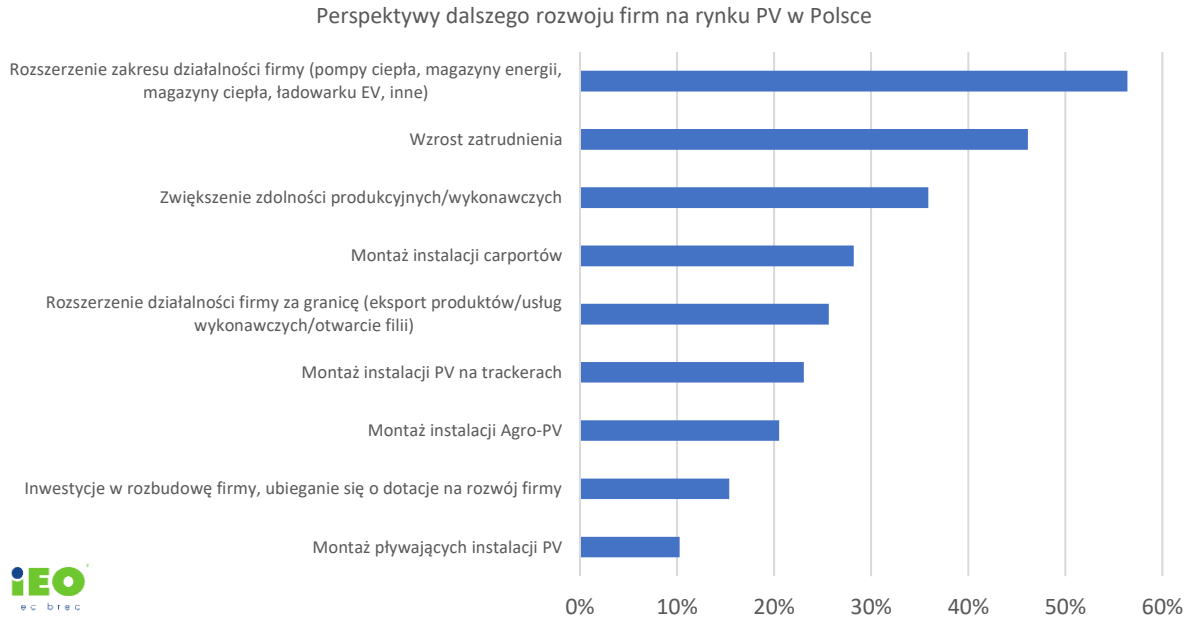


Rysunek 6.16. *Zakres kosztów eksploatacyjnych farm PV. Oprac. IEO, na podstawie badania rynku PV*

W zależności od lokalizacji i innych czynników mogą się one nieco różnić, natomiast stanowią pewną część kosztów, które inwestor musi ponosić. Kluczowym kosztem, obarczonym największą zmiennością jest koszt dzierżawy. Biorąc pod uwagę farmy PV zlokalizowane na gruntach rolnych (szacowany areał 4,7 tys. ha), średnie roczne przychody rolników i właścicieli ziemskich z tytułu dzierżawy pod fotowoltaikę wynoszą ok. 67 mln zł rocznie.

6.4. RYZYKA I PERSPEKTYWY DALSZEGO ROZWOJU RYNKU PV

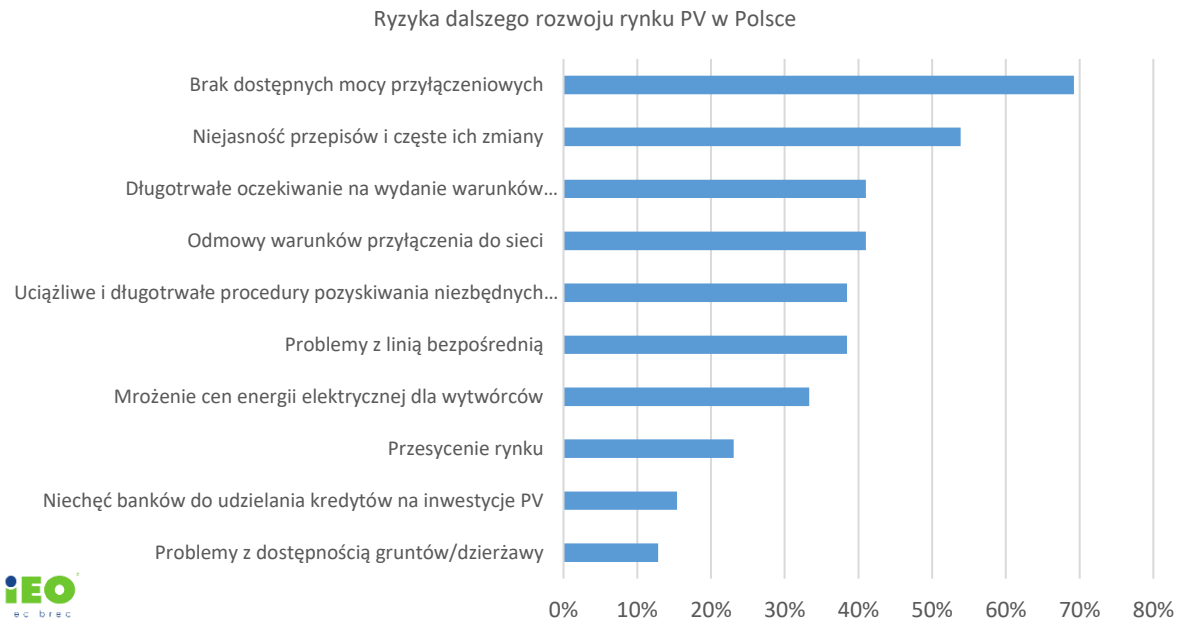
Badanie rynku fotowoltaicznego w Polsce wśród firm z branży fotowoltaicznej obejmowało także opinie firm na temat rozwoju rynku w Polsce, a także perspektyw i ryzyka. Z analiz IEO przeprowadzonych wśród przedsiębiorców z branży wynika, że firmy planują dalszy rozwój, rozszerzanie działalności i zwiększenie zatrudnienia. Rozszerzenie działalności głównie na magazyny energii i pompy ciepła – tak odpowiedziało prawie 60% firm. Część z nich planuje również rozwój fotowoltaiki w nowych, obecnie niszowych sektorach, jak AgroPV czy instalacje pływające.



Rysunek 6.17. *Plany rozwoju firm biorących udział w badaniu rynku PV. Oprac. IEO*

Plany rozwojowe mają wszystkie firmy, ale są skromniejsze (lub bardziej realistyczne) niż w ubiegłym roku. W stosunku do badania ubiegłorocznego o ok. 30% spadła chęć zwiększania zatrudnienia, ale w dalszym ciągu 46% firm ma plany w tym zakresie. Najbardziej zmniejszyły się plany zwiększania zdolności wykonawczych (spadek z 96% do 36%).

Badanie ankietowe pozwoliło nie tylko na uwidocznienie planów i perspektyw rozwoju firm na rynku PV, ale również ryzyka. Pytania miały charakter przekrojowy i dotyczyły całej branży, a nie sytuacji konkretnej firmy. Zdaniem ankietowanych największym ryzykiem dla branży, na które wskazało ponad 70% respondentów, jest brak dostępnych mocy przyłączeniowych i odmowy wydania przez OSD warunków przyłączenia. Duża część wskazuje również na problem z często zmieniającymi się przepisami, które nie zawsze są jasne i klarowne.



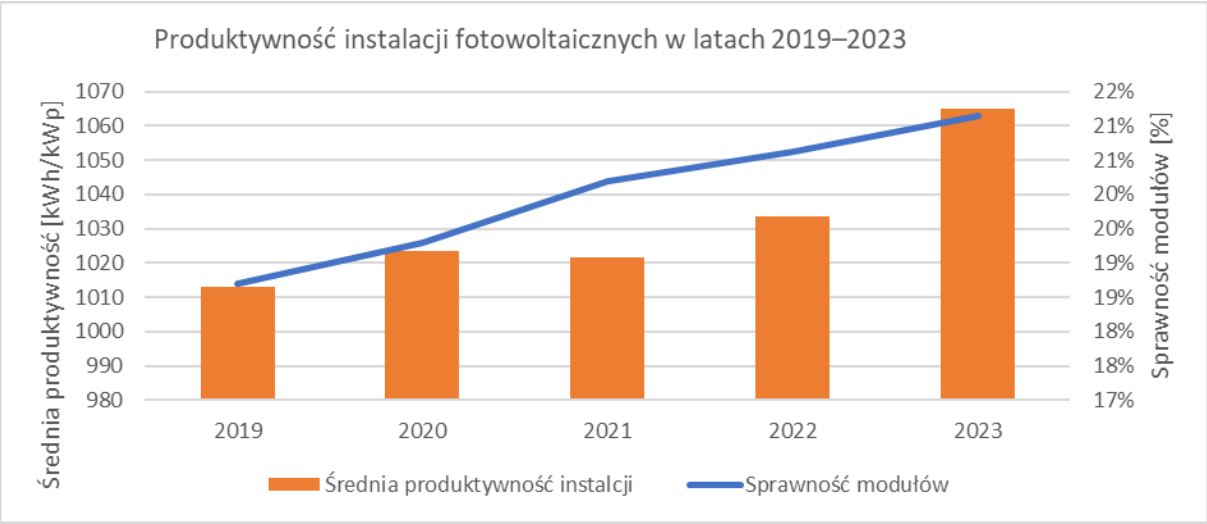
***Rysunek 6.18**. Ryzyka dalszego rozwoju rynku PV w Polsce. Oprac. IEO*

Jako na istotne ryzyko związane z mrożeniem cen energii dla wytwórców z OZE i ograniczaniem dochodu ze sprzedaży energii (specyficzny, niespotkany wcześniej problem), wskazało ponad 35%. Może to oznaczać, że firmy uznają ingerencje w rynek (zaburzenie konkurencyjności energetyki słonecznej i wiatrowej w stosunku do paliw kopalnych) za przejściowe i możliwe do zamortyzowania. Tylko nieznacznie wzrosło w stosunku do ub.r.) przeświadczenie firm, że można już mówić o przesyceniu rynku – odpowiedź twierdzącą dało tylko 23% firm (w ubiegłym roku 21%).

6.5. PROGNOZY PRODUKTYWNOŚCI FARM FOTOWOLTAICZNYCH W POLSCE

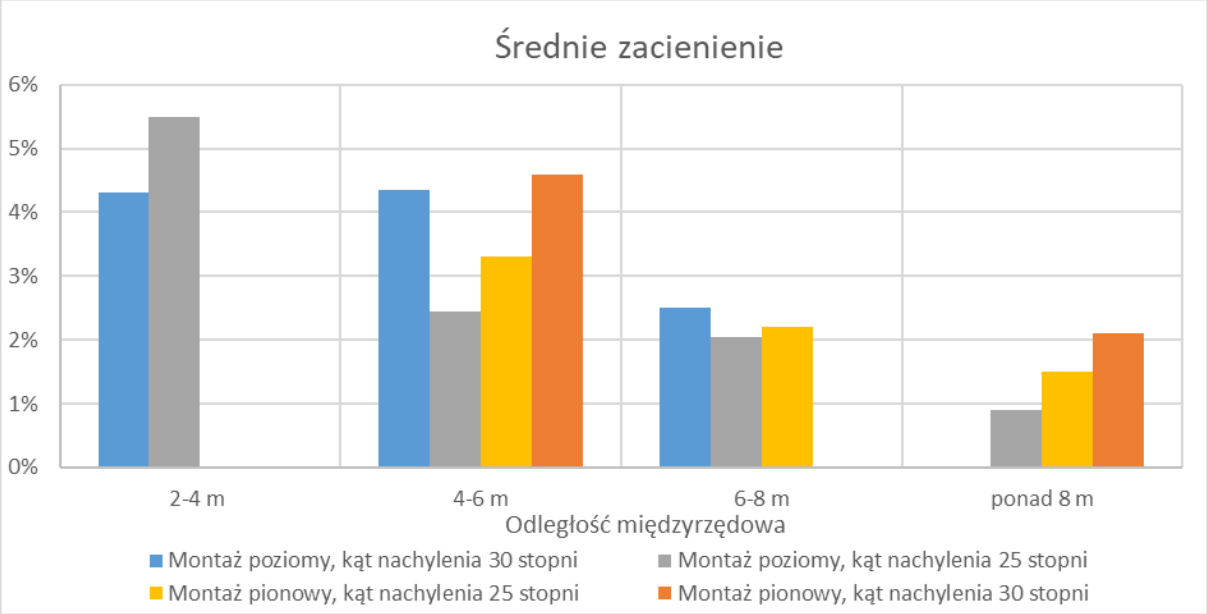
Wielkość produkcji zależy od wielu czynników, zarówno jakości projektu (np. optymalne odległości pomiędzy rzędami modułów), jak i doboru sprzętu. IEO wykonało około 80 prognoz produktywności farm fotowoltaicznych[25] w latach 2019–2023. Na tej próbce można zauważyć poprawę wydajności farm fotowoltaicznych z około 1013 kWh/kW$_p$ w 2019 roku do 1065 kWh/kW$_p$ w 2023 roku.

[25] Raport - Prognoza produkcji energii elektrycznej z farmy fotowoltaicznej, IEO https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1321-raport-prognoza-produkcji-energii-elektrycznej-z-farmy-fotowoltaicznej?highlight=WyJwcm9kdWt0eXdub1x1MDE1YmNpIl0=



Rysunek 6.19. **Średnia produktywność instalacji fotowoltaicznych oraz sprawność modułów w latach 2019–2023**

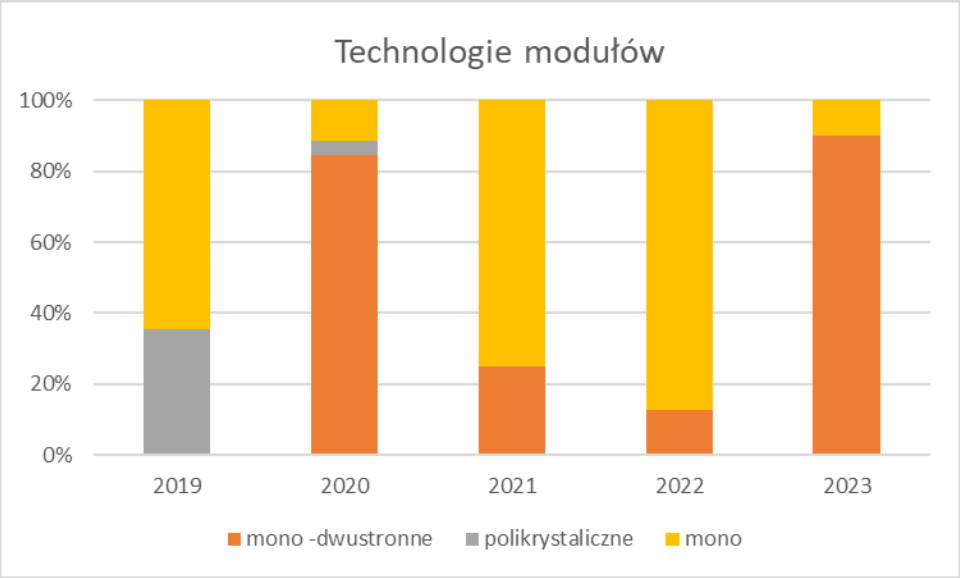
Na wzrost średniej produktywności składa się zarówno postęp w technologii, jak i w optymalizacji procesów projektowania.



Rysunek 6.20. *Rozkład strat zacienienia ze względu na odległość międzyrzędową i sposób montażu (montaż pionowy oznacza 2 lub 3 rzędy modułów na stole w orientacji pionowej, montaż poziomy oznacza 3 lub 4 rzędy modułów na stole w orientacji poziomej)*

Odległość pomiędzy kolejnymi rzędami oraz kąt nachylenia modułów fotowoltaicznych to przykłady parametrów, które można optymalizować. Z analiz przeprowadzonych raportów produktywności wynika, że najczęściej stosowanym rozwiązaniem jest montaż paneli fotowoltaicznych na południe pod kątem 25 stopni, z odstępem międzyrzędowym 5–7 m, w pozycji poziomej, po cztery rzędy na stole. Farmy wykorzystujące moduły dwustronne były najczęściej montowane po trzy rzędy modułów na stole w orientacji pionowej, co wymuszało zwiększenie odległości międzyrzędowych do 9–15 m lub cztery rzędy modułów na stole w orientacji poziomej, wtedy stosowane odległości międzyrzędowe to 7–9 m. Niektóre firmy decydują się także na montaż modułów dwustronnych w mniejszych

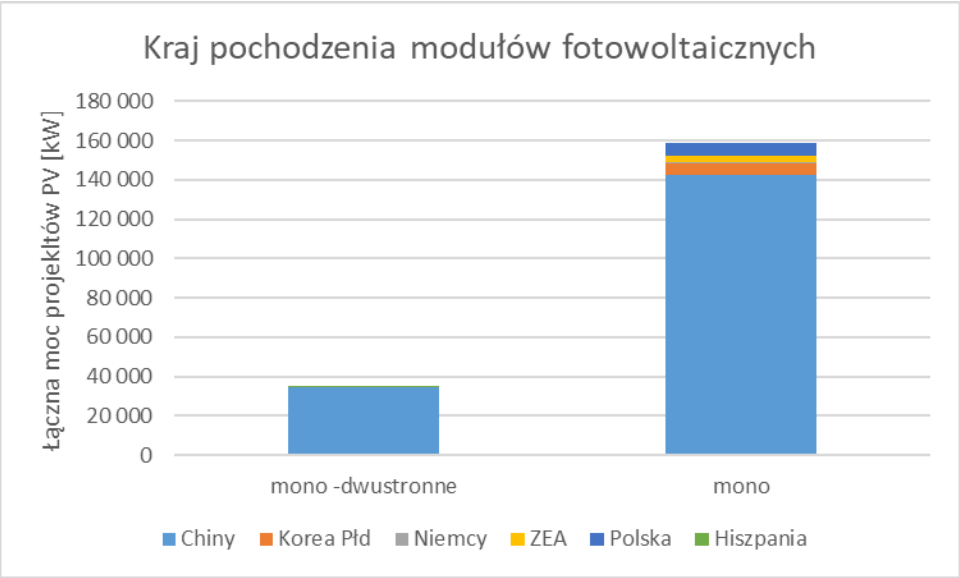
odległościach międzyrzędowych 4–6 m, ale dla wykonanych analiz produktywności jest to mało popularne rozwiązanie.



Rysunek 6.21. *Rodzaje wybieranych technologii modułów PV*

Inwestorzy na szerszą skalę mają przede wszystkim trzy główne rodzaje paneli fotowoltaicznych: polikrystaliczne, monokrystaliczne i monokrystaliczne dwustronne. Rynek dużych farm wykorzystuje w większości technologię monokrystaliczną, która w analizowanych projektach stanowi 79% mocy wszystkich instalacji. W liczbie analizowanych projektów technologia ta została wybrana przez inwestorów w 43% wszystkich przypadków. Wśród ostatnich ocen produktywności realizowanych przez IEO znaczny udział ma technologia monokrystaliczna dwustronna. Moduły dwustronne stanowią 17% mocy wszystkich analizowanych farm i zostały wybrane w 47% analizowanych projektów. Moduły polikrystaliczne mają niski udział w analizowanych projektach i po 2020 roku nie wykonywano analiz z udziałem tej technologii.

Zaobserwowano także ciekawy trend spadku wykorzystania modułów dwustronnych. W 2020 roku moduły te miały znaczny udział w analizowanych farmach PV, następnie przez dwa kolejne lata ten udział malał. Przypuszcza się, ze na wybór technologii w Polsce mogły mieć wpływ regulacje prawne w Chinach. Wejście na rynek w 2020 roku modułów dwustronnych spowodowało znaczny wzrost zapotrzebowania na szkło solarne, którego zaczęło brakować. Taka sytuacja przyczyniła się do wzrostu cen modułów dwustronnych, więc powrócono do modułów jednostronnych, które wymagają mniejszej ilości szkła solarnego, a rynek musiał zaczekać dwa lata, do roku 2023, na zwiększenie produkcji szkła solarnego i powtórnego zwiększenia udziału technologii dwustronnej.



Rysunek 6.22. *Kraj pochodzenia modułów planowanych do zastosowania w farmach PV w odniesieniu do mocy z podziałem na technologie*

W większość analizowanych projektów zastosowano moduły pochodzenia chińskiego – 90% w technologii monokrystalicznej i 97% w technologii monokrystalicznej dwustronnej, nieznaczny udział miały moduły pochodzące z Polski – 4,3% (technologia monokrystaliczna) czy Korei Południowej – 3,8% (technologia monokrystaliczna). Najczęściej wybieranymi firmami były: Jinko Solar, Risen Energy i Hanwha Q CELLS GmbH. Na poziomie wyboru inwerterów również dominują produkty azjatyckiego pochodzenia. Do wybieranych najczęściej falowników należą kolejno produkty takich firm jak: Sun Grow, Huawei i GoodWe.

CORAB S.A. jest wiodącym europejskim producentem systemów fotowoltaicznych oraz dystrybutorem urządzeń renomowanych marek branży OZE. Od ponad 30 lat firma projektuje konstrukcje i doskonali technologię wytwarzania produktów ze stali i aluminium. Spółkę wyróżniają doświadczenie, innowacyjność i kompetencje. Sprawiają one, że CORAB S.A. jest jednym z liderów branży OZE w Polsce i Europie. CORAB S.A. to pewny kontrahent w biznesie i właściwy partner do uzyskania niezależności energetycznej.

7. PERSPEKTYWY ROZWOJU PRZEMYSŁU PV

Zmiana paradygmatu w myśleniu o przemyśle produkcji kluczowych urządzeń PV

Na szybkim wzroście rynku PV zyskał również polski przemysł, zwłaszcza producenci konstrukcji wsporczych, okablowania, stacji transformatorowych oraz liczników elektrycznych i usług ICT (teleinformatyka i software). Niestety, szybki rozwój rynku PV ostatnich 3 lat nie służył polskim producentom modułów i nie doprowadził jeszcze do uruchomienia krajowej produkcji ogniw. W ostatniej dekadzie aż 11 firm krajowych podejmowało produkcje modułów PV, w tym Selfa, Bruk-Bet, Hanplast, ML System, Xdisc, JBG, Unimot oraz Solar Energy, BB Solar, PV-Tech, Hymon, FreVolt (były także inne inicjatywy, które zakończyły się na etapie prototypów). Do 2018 roku moduły PV w Polsce (na rynek globalny) produkował amerykański Jabil.

W najlepszych latach dla przemysłu PV (2012–2015) udział polskiej produkcji modułów w dopiero powstającym rynku sięgał 30–50%. Potem, przy wzroście zdolności produkcyjnych do 400 MW/rok, ich udziały w rynku spadały do 10–20% (2018–2019), a ostatnich latach (2021–2022) do zaledwie paru procent. Polskie firmy szukają swoich szans, głównie w segmencie prosumenckim, którego udział w rynku spada.

Polskie firmy w zdecydowanej większości bazują na dostawach ogniw typu PERC z Chin. Od tej reguły są jednak wyjątki. Znaczący, 70% udział kluczowych komponentów z Europy w swoich modułach ma firma Hanplast. Wynika on głównie z wykorzystania wyprodukowanych w Europie ogniw w technologii HJT, które stanowią 60% kosztów produkcji modułów[26]). Producenci importujący 100% ogniw Chin (standard nie tylko w Polsce) muszą się mierzyć z polityką cenową azjatyckich dostawców zarówno ogniw, jak i modułów, która zmniejsza marże lokalnych producentów modułów.

W Europie liczba wytwórców modułów może przekraczać 50[27]. Ich zdolności produkcyjne nie są jednak w pełni wykorzystywane, a niektóre fabryki zaprzestały działalności. Bierze się to z dużej presji cenowej, wynikającej z konkurencji pochodzącej z Chin. Według organizacji European Solar Manufacturing Council (ESMC) udział UE w produkcji fotowoltaicznej jest wysoce niewystarczający. W 2020 roku udział przemysłu PV wyniósł zaledwie 11% w przypadku polikrzemu, 2–3% w przypadku modułów, 1% w przypadku płytek słonecznych i 0,4% w przypadku ogniw słonecznych.

Bez krajowej lub znaczącej unijnej produkcji ogniw, polscy producenci modułów PV są skazani na funkcjonowanie w niewielkich niszach lub przemieszczają się w łańcuchu dostaw downstreem i mniejszej wartości dodanej w kierunku dystrybucji i handlu oraz montażu instalacji. Nowe standardy co do wielkości i technologii ogniw wymagają od polskich producentów inwestycji w dostosowywanie linii produkcyjnych. Dodatkowo przy przejściu na rynek dużych farm PV, zyski na bardziej kompaktowym transporcie chińskich ogniw w stosunku do importu modułów nie mają już tak dużego znaczenia. Ta tendencja coraz większego uzależniania się polskiego sektora PV od importu spoza Unii Europejskiej może się jednak w najbliższych latach zmienić.

Rok 2023 będzie pierwszym, w którym odczuwamy zmianę paradygmatu w światowym podejściu do przemysłu PV. Zaczęto uznawać go bowiem za równie istotny ze względów strategicznych, jak przemysł

[26] Webinarium „MODELE BIZNESOWE DLA PROSUMENTÓW”: URL: https://konferencje.bank.pl/wp-content/uploads/2022/11/PABWIB-2023.04-2023.02.23-Program.pdf

[27] https://www.solarpowereurope.org/insights/interactive-data/solar-manufacturing-map

chipów półprzewodnikowych. Pod koniec stycznia br. Chiny, w odpowiedzi m.in. na inicjowane przez Stany Zjednoczone praktyki mające ograniczać międzynarodowy dostęp do technologii litografii półprzewodnikowej, wprowadziły zakaz eksportu kluczowych technologii ogniw i modułów fotowoltaicznych[28]. Ruch ten został wykonany również ze względu na wprowadzony przez Stany Zjednoczone *Inflation Reduction Act*, zachęcający do budowania fabryk PV na terenach Stanów na bardzo preferencyjnych warunkach.

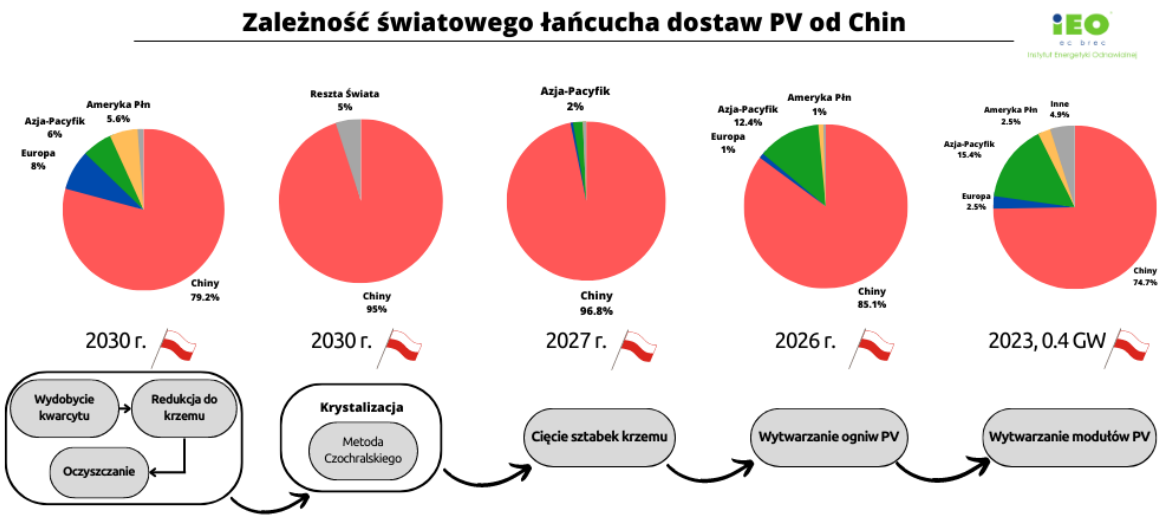
W podobnym czasie Komisja Europejska ogłosiła najpierw (w 2022 roku) możliwość uruchomienia programu PV IPCEI (tzw. Ważnych Projektów Wspólnego Zaangażowania), a następnie (w 2023 roku) dodania do tzw. Krajowych Planów Odbudowy nowych rozdziałów dotyczących odbudowy przemysłu UE, w tym przemysłu PV w ramach programu REPowerEU. Przygotowane są kolejne inicjatywy związane ze zwiększaniem pomocy publicznej dla rodzimego przemysłu i ochrony rynku, o której więcej w dalszej części tego rozdziału.

Kończenie się ery globalizacji w obszarze fotowoltaiki oraz wzrost świadomości tego, jak niezbędna jest niezależność energetyczna, mogą stanowić szansę dla Polski. Zwłaszcza że Unia Europejska stawia sobie za cel odbudowę przemysłu fotowoltaicznego, przy jednoczesnej intensyfikacji działań na rzecz walki ze zmianami klimatu.

Zależność od Chin

W najbliższych kilkunastu latach, o ile nie dekadach, wiodące technologie fotowoltaiczne wciąż będą oparte na krzemie. Będzie się tak działo nie tylko ze względu na dotychczasowy (pomimo intensywnych prac) brak przełomu w zmniejszeniu procesu degradacji ogniw perowskitowych. Głównym powodem będzie to, że przy prognozowanym zapotrzebowaniu na nowe moce PV, sięgającym niebawem 0.5 TW rocznie, trudno będzie znaleźć inne tak szeroko dostępne materiały. W przeciwieństwie do swoich alternatyw (w postaci np. indu czy telluru potrzebnych do ogniw cienkowarstwowych), nie musimy się obawiać problemów z dostępnością krzemu i wiążącymi się z tym kosztami, nawet przy tak dużym zapotrzebowaniu na fotowoltaikę. Powoduje to jednak, że – o ile produkcja na terenie Europy nie stanie się priorytetem w kontekście działań na rzecz bezpieczeństwa technologicznego – unijny przemysł fotowoltaiczny pozostanie w najbliższym czasie w olbrzymim stopniu uzależniony od dostaw z Chin i nie dotyczy to jedynie modułów PV, ale całego łańcucha dostaw. Obecnie we wszystkich elementach łańcucha dostaw Chiny mają dominującą, niemalże monopolistyczną pozycję, którą uzyskały dzięki wieloletniemu wsparciu przez rząd przemysłu PV – rysunek 7.1.

[28] https://asiatimes.com/2023/02/china-bans-export-of-core-solar-panel-technologies/



Rysunek 7.1. *Dominacja Chin w łańcuchu dostaw dla fotowoltaiki. Dane zostały oszacowane przez IEO na podstawie materiałów udostępnionych w ramach European Solar Photovoltaic Industry Alliance. Zaznaczono lata, w których możliwe byłoby włączenie danego elementu łańcucha dostaw do polskiego przemysłu PV*

Sytuacja przedstawiona na rysunku powoduje to, że obecnie nawet firmy, decydując się np. na produkcję ogniw w Polsce, wciąż będą zależne od importu komponentów spoza Unii Europejskiej. Dodatkowo, cześć procesów związanych obróbką krzemu, nawet jeśli jest obecna w Europie, wykorzystywana jest przez przemysł półprzewodnikowy. W efekcie końcowym przemysł UE musi zwiększyć zdolności produkcyjne w każdym segmencie związanym z wytwarzaniem urządzeń PV o jeden lub dwa rzędy wielkości, aby móc być samowystarczalnym. Odbudowa łańcucha dostaw może być jednak relatywnie szybka. Już dziś w Polsce dysponujemy 0,4 GW mocy produkcyjnej dla modułów PV.

Produkcja ogniw mogłaby się rozpocząć na początku 2026 roku. Taki plan od ponad dwu lat realizuje spółka GigaPV[29]. W uzupełnieniu do niej produkcja płytek ze sztabek krzemu, w krótkim czasie mogłaby rozszerzyć polski łańcuch dostaw. Najdłużej trwałyby inwestycje w uzyskanie krzemu o parametrach odpowiednich do zastosowań słonecznych, podobnie jak sam proces uzyskiwania monokryształów – w obydwu przypadkach przeszkodą może być energochłonność i wysokie w Polsce ceny energii dla przemysłu oraz wysokie nakłady kapitałowe[30].

Inicjatywy europejskich firm PV i Komisji Europejskiej

Widząc zmieniającą się sytuację na światowym rynku PV, firmy europejskie nie pozostały bierne. W 2021 została powołana, zrzeszająca ponad 50 członków, organizacja EMSC, której celem jest poprawa konkurencyjności europejskiego przemysłu fotowoltaicznego i zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Europie.

W efekcie działań tej grupy rozpoczęto prace nad ustanowieniem programu, na kształt podobnych inicjatyw uchwalonych dla baterii i wodoru, IPCEI PV (Important Project of Common European Interest: ważne projekty dotyczące wspólnego, europejskiego interesu). Do momentu wydania tego raportu przyłączyło się do niego siedem krajów członkowskich UE. Można więc oczekiwać, że ruszy on już w

[29] https://giga-pv.pl/

[30] IEA *Special Report on Solar PV Global Supply Chains*

tym roku, co pozwoli na przekazanie większego wparcia przemysłowi PV i, podobnie jak w przypadku programu IPCEI dla baterii, na budowę nowych fabryk na terenie Europy.

Dzięki wysiłkom EMSC powołano w ramach Komisji Europejskiej European Solar Photovoltaic Industry Alliance ESPIA (Europejski Sojusz Przemysłu Fotowoltaiki Słonecznej), czyli organizację, która reprezentuje interesy europejskiego przemysłu fotowoltaicznego. W jej ramach od początku 2023 roku ponad 100 firm i organizacji związanych z fotowoltaiką, w kilku grupach roboczych, obejmujących swoim zakresem m.in. aspekty prawne, finansowe oraz analizy łańcucha dostaw, materiałów i niezbędnych urządzeń wytwórczych, wypracowuje właściwe rozwiązania pozwalające firmom na racjonalne planowanie rozbudowy całego łańcucha dostaw dla fotowoltaiki w Europie.

Prace ESPIA zostaną już w czerwcu przekazane do Komisji Europejskiej i będą stanowiły podstawę do zdefiniowania projektu Net Zero Industry Act, który Komisja Europejska planuje wprowadzić w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej w sektorze przemysłowym UE do 2050 roku. Dzięki niemu opracowane zostaną ramy regulacyjne, odpowiednie systemy wsparcia i działania dla przemysłu umożliwiające redukcję emisji gazów cieplarnianych do zera netto do 2050 roku. W ramach inicjatywy Net Zero Industry Act przewiduje się m.in. wsparcie dla inwestycji w zielone technologie i rozwiązania związane z energią odnawialną, w tym fotowoltaiką, w sektorze przemysłowym.

Istotną rolę będą odkrywać projekty zmniejszające emisyjność gospodarek. Skorzysta na tym Polska, która jest krajem w Unii, w którym inwestycje w OZE mają największy wpływ na zmniejszenie produkcji CO_2, a jednocześnie podniosą się koszty urządzeń z Azji, które będą charakteryzowały się większym śladem węglowym. Wprowadzone rozwiązania mają również promować wysoką zawartość dóbr pochodzących z UE (ang. local content) w końcowych produktach i usługach. Miałaby ona w najbliższych latach, m.in. dzięki uruchamianiu produkcji ogniw PV, uzyskać wartość 42% (i być dalej podnoszona), przy czym, jak opisywaliśmy w raporcie w 2021 roku, dla instalacji PV w Polsce wynosiła ona tylko 26%[31]. W ramach trwających prac w ESPIA planowane jest ustanowienie wymogu 60% zawartości europejskiego local content w nowo powstających instalacjach PV.

Kolejnym elementem wsparcia dla przemysłu PV mogą być przyjęte 9 marca przez KE tymczasowe ramy kryzysowe i przejściowe (TCTF: Temporary Crisis and Transition Framework), które zapewniają możliwości wsparcia dla sektorów o zerowej emisji netto, w tym produkcji urządzeń fotowoltaicznych. Kraje członkowskie, aby wykorzystać pulę środków przeznaczonych na TCTF, muszą zdecydować o ich przyznaniu do końca 2025 roku, a sama realizacja projektów, które ze środków skorzystają,może odbyć się w późniejszych terminach.

W 2023 roku państwa członkowskie UE będą mogły również skorzystać z odpowiednich rozdziałów programu REPowerEU (mającego poprawić niezależność energetyczną UE), choćby poprzez zwiększenie nakładów na inwestycje w obszarze fotowoltaiki (do wykorzystania na poziomie Unii jest 20 mld euro) w ramach Krajowych Planów Odbudowy. Niektóre państwa członkowskie UE już zaczęły wykorzystywać finansowanie z REPowerEU. Na przykład Hiszpania ogłosiła krajowe zaproszenie do składania ofert dla projektów dążących do zerowej emisji netto, w celu wykorzystania przydzielonego im 1 mld euro[32].

[31] IEO: Ocena udziału dostaw lokalnych towarów i usług w fotowoltaice. Metoda szacowania i promocji „Local content" w przemyśle PV. URL: https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1530-w-perspektywie-5-lat-polska-fotowoltaika-ma-szanse-stac-sie-niemal-niezalezna-od-dostaw-materialow-i-technologii-spoza-ue?highlight=WyJsb2NhbCJd

[32] https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/El-MITECO-lanza-una-Manifestación-de-Interés-para-identificar-líneas-de-actuación-que-impulsen-la-cadena-de-valor-de-las-energías-renovables/tcm:30-560878

Polski łańcuch dostaw

Można zaobserwować dwa procesy. Z jednej strony w ostatnich latach w Polsce spada znaczenie krajowego przemysłu na korzyść Chin. Zmniejsza się tzw. local content. Z drugiej monopol Chin na całym świecie został uznany za zagrożenie i w sposób nieunikniony będzie następował powrót do urządzeń fotowoltaicznych wytwarzanych lokalnie. Otwiera to wąskie „okno czasowe", w którym krajowe projekty i inicjatywy fotowoltaiczne będą bardzo istotne: bez nich w perspektywie paru lat zamienimy jedynie kraj, od którego będziemy importować urządzenia PV na inny. Należy mieć przy tym świadomość, że rozwój przemysłu PV jest zagadnieniem wielowątkowym, w którym łączą się zagadnienia technologiczne, biznesowe i polityczne. Jeśli wysiłki rządku oraz firm będą szły w jednym kierunku, Polska będzie miała wszystkie narzędzia, które umożliwią skorzystanie z globalnej zmiany rozkładu sił w fotowoltaice.

Nadszedł czas na nową strategię łączącą sukcesy w rozwoju rynku PV z rozwojem innowacji przemysłu. Polska potrzebuje strategii fotowoltaicznej jako flagowego elementu aktualizowanej właśnie polskiej polityki energetycznej oraz polskiej polityki przemysłowej, strategii rozumianej jako program realny odpowiadający wyzwaniom.

FIRMY BIORĄCE UDZIAŁ W BADANIU RYNKU PV

1. 4 Max Consulting & Development sp. z o.o.
   ul. Cybernetyki 10
   02-677 Warszawa
   www.4maxconsulting.pl
   www.4maxdeveloper.pl
2. Arago sp. z o.o.
   ul. Podgórna 82A
   87-300 Brodnica
   arago.green
3. Aurelum sp. z.o.o.
   Pruszków 67,
   62-800 Kalisz
   www.aurelum.pl
4. BayWa r.e. Polska sp. z o.o.
   Plac Przymierza 6 lok. 11
   03-944 Warszawa
   www.baywa-re.pl
5. BifacialMAX Polska sp. z o.o.
   ul. Kraziewicza 2
   83-200 Starogard Gdański
   www.bifacialmax.com
6. Brewa sp. z o.o. sp. k.
   ul. Majkowska 17a
   62-800 Kalisz
   www.brewa.pl
7. Ecol-Unicon sp. z o.o.
   ul. Równa 2
   80-067 Gdańsk
   ecol-unicon.com
8. Ekosolary Ireneusz Jóźwik
   Al. Wojska Polskiego 46/5
   62-800 Kalisz
   www.ekosolary.pl
9. Elektron Paweł Góralczyk S.K.A.
   ul. Sikorskiego 166/2.18
   18-400 Łomża
   www.elektronpv.pl
10. Elit S.A.
    Al. Jana Pawła II 80/98
    00-175 Warszawa
    www.elitsa.pl
11. Energetyczni sp. z o.o.
    ul. Młyńska 2a
    83-031 Żukczyn
    www.energetyczni.net
12. Firma Usługowo-Handlowa TECHNIT Marcin Nitschke
    ul. Kominkowa 13
    80-180 Kowale
    www.technit.pl
13. Fundacja Energia dla Środowiska
    ul. Warszawska 21 pok. 9
    25-512 Kielece
    www.eds.org.pl
14. HelioExpert S.A.
    ul. Topiel 23
    00-342 Warszawa
    www.helioexpert.pl
15. Imefy Polska sp. z o.o.
    ul. Królowej Jadwigi 2/2
    58-160 Świebodzice
    www.imefy.com/pl/
16. Imperium Czystej Energii Impen sp. z o.o.
    ul. Piłsudskiego 71
    08-110 Siedlce
    www.Impen.pl
17. Intec Energy Solutions
    al. 29 Listopada 20
    31-401 Kraków
    www.in-tecenergy.com/en
18. izzySOLAR
    ul. Poniatowskiego 20B
    64-130 Rydzyna
    Facebook.com/izzysolar

19. Lightsource Development sp. z o.o.
ul. Grzybowska 2/29
00-131 Warszawa
www.lightsourcebp.com/pl/

20. Menzel Elektrotechnika sp. z o.o
ul. Lipowa 23
46-243 Borkowice
www.menzel-fotowoltaika.pl

21. MG Green Energy sp. z o.o.
ul. Sadowa 27
28-300 Jędrzejów
www.mgge.pl

22. Nomad Electric sp. z o.o.
ul. Puławska 2
02-566 Warszawa
www.nomadelectric.com

23. Nowa Energia. Doradcy Energetyczni Bogacki, Osicki, Zieliński sp.j.
ul. Armii Krajowej 67
40-671 Katowice
www.nowa-energia.pl

24. Otovo sp. z o.o.
ul. Słowackiego 12
01-627 Warszawa
www.otovo.pl

25. OX2 sp. z o.o.
ul. Grzybowska 2/29
00-131 Warszawa
www.ox2.com/pl/polska

26. Ozeus sp. z o.o.
ul. Sołtysowicka 26
51-168 Wrocław
www.ozeus.pl/

27. Polenergia Fotowoltaika S.A.
Plac Ireneusza Gugulskiego 1
02-661 Warszawa
www.polenergia-pv.pl

28. Projekt Solartechnik sp. z o.o.
ul. Barlickiego 2
97-200 Tomaszów Mazowiecki
www.projektsolartechnik.com

29. Scatec
ul. Przyokopowa 33
01-208 Warszawa
www.scatec.com

30. Solar Energia Wankowicz Glezer sp.j.
ul. Piastów 10M
66-600 Krosno Odrzańskie
www.sklepsolar.pl

31. Solarika sp. z o.o. sp. k.
ul. Wiśniowa 15
62-052 Komorniki
www.solarika.pl

32. Solaris OZE sp. z o.o.
ul. Warszawska 6
25-306 Kielce
www.solarisoze.pl

33. Solarsil sp. z o.o.
ul. Panewnicka 22
40-709 Katowice
www.solarsil.pl

34. Soleko Polska sp. z o.o.
ul. Parkowa 18
29-105 Oleszno
www.kolektory.com

35. Soltec sp. z o.o. sp. k.
ul. Staniewicka 5
03-310 Warszawa
www.soltec.pl

36. Solwis Jakub Wiśniewski
ul. Drobiarska 8V
05-070 Sulejówek
www.solwis.pl

37. Sunday Polska sp. z o.o.
ul. Konstruktorska 13
02-673 Warszawa
www.sundaypolska.pl

38. Takpv sp. z o.o.
ul. Świeradowska 6
02-662 Warszawa
www.takpv.com

39. Vosti sp. z o.o.
ul. Nałęczowska 14
20-701 Lublin
www.vosti.pl

Fot. Polenergia Fotowoltaika

PRODUKTY I ANALIZY IEO

Kontakt: biuro@ieo.pl

Projekty fotowoltaiczne w Polsce
Baza w formacie Excel
Baza aktualna na: listopad 2022
Planowana aktualizacja: maj 2023
Więcej informacji

Funkcjonujące instalacje fotowoltaiczne w Polsce
Baza w formacie Excel
Baza aktualna na: marzec 2023
Więcej informacji

Zwycięzcy aukcji OZE 2016-2021
Baza w formacie Excel
Baza aktualna na: styczeń 2022
Więcej informacji

Projekty Wiatrowe w Polsce
Baza w formacie Excel
Baza aktualna na: Listopad 2021
Więcej informacji

Ocena udziału dostaw lokalnych towarów i usług w fotowoltaice Metoda szacowania i promocji „local content" w przemyśle PV

Raport w formacie PDF
Raport aktualny na: kwiecień 2021
Więcej informacji

Studia podyplomowe

Szkoła Biznesu
POLITECHNIKA WARSZAWSKA

Studia podyplomowe

Energetyka Odnawialna dla Biznesu: Inwestycje i Rynek Energii

Więcej informacji

Usługi IEO

Prognoza produkcji energii elektrycznej z farmy fotowoltaicznej

Więcej informacji

Oferta dla ciepłownictwa

Wykorzystując wieloletnie doświadczenie w obszarze ciepłownictwa Instytut Energetyki Odnawialnej przygotował ofertę skierowaną do Przedsiębiorstw Energetyki Cieplnej, poszukujących sposobu na stopniowe przechodzenie z paliw kopalnianych na zeroemisyjne OZE, w sposób szybki - wymóg współczesnych czasów, dobrze zaplanowany - wymóg bezpieczeństwa pracy ciepłowni i akceptowalny ekonomicznie - wymóg odbiorców ciepła.

Więcej informacji

ZASTRZEŻENIA PRAWNE

Niniejsza publikacja „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023” została przygotowana przez EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o. (IEO). W opracowaniu umieszczono informacje z zakresu ekonomiki, uwarunkowań prawnych oraz handlowych związanych z rynkiem fotowoltaiki w Polsce. Raport jest chroniony prawem autorskim *(ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku o prawie autorskim i prawach pokrewnych, Dz. U. 1994, nr 24, poz. 83 z późniejszymi zmianami).* Wszelkie prawa do całkowitej zawartości opracowania „Rynek fotowoltaiki w Polsce 2023” są zastrzeżone. Użytkownik ma prawo do bezpłatnego pobierania oraz drukowania całych stron lub ich fragmentów pod warunkiem nienaruszenia praw autorskich oraz praw wynikających z rejestracji znaków towarowych należących do EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.

IEO informuje i zastrzega, że dane zamieszczone w publikacji mają jedynie charakter informacyjny oraz nie stanowią porady w rozumieniu polskich przepisów. Opracowanie przedstawia wiedzę oraz opinie autorów według stanu na dzień publikacji. Zostało ono sporządzone, z zachowaniem metodologicznej poprawności, z rzetelnością oraz starannością, na podstawie danych ogólnodostępnych oraz własnych. IEO nie podejmuje poprzez niniejszą publikację żadnych zobowiązań oraz nie ponosi żadnej odpowiedzialności za decyzje i działania podjęte na podstawie raportu ani za szkody poniesione w wyniku tych decyzji.

EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.

Instytut Energetyki Odnawialnej

ul. Mokotowska 4/6

00-641 Warszawa

Tel: 22 825 46 52

Fax: 22 875 86 78

biuro@ieo.pl

www.ieo.pl

www.sklepieo.pl

www.twitter.com/InstEneregOdnaw

www.twitter.com/Odnawialny

instytut.energetyki.odnawialnej