



# Minister Klimatu i Środowiska

Paulina Hennig-Kloska

BM-WP.050.32.2025.DI  
3643188.14554386.11997836  
Warszawa, 16-04-2025

**Dotyczy:** odpowiedzi na interpelację Posła Jarosława Sachajki (znak: K10INT7804);  
**Temat:** wpływ OZE na destabilizację systemu energetycznego, wzrost cen energii,  
olbrzymie koszty inwestycyjne oraz niski wskaźnik zwrotu,

Pan  
**Szymon Hołownia**  
Marszałek Sejmu RP

Szanowny Panie Marszałku,

proszę o przyjęcie poniższych informacji w odpowiedzi na pytania zawarte w interpelacji. Odpowiedź została przygotowana we współpracy z Ministerstwem Przemysłu (odp. na pyt. 11) oraz Ministerstwem Aktywów Państwowych (odp. na pyt. 12).

- 1. Jakie analizy techniczne, ekonomiczne oraz środowiskowe przeprowadzono przed podjęciem decyzji o budowie farm wiatrowych na Bałtyku? Proszę o ich dołączenie do odpowiedzi na interpelację.**

Morskie farmy wiatrowe (MFW) są jedyną wielkoskalową, a przy tym zeroemisyjną technologią wykorzystującą odnawialne źródła energii (OZE), która ma potencjał w znaczącym stopniu przyczynić się do mitygacji ryzyka wystąpienia niedoborów mocy, nie powodując przy tym znaczących emisji szkodliwych substancji do środowiska. Inwestycje w MFW pozwolą na realizację unijnych celów w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Prace nad ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych [1] były poprzedzone szeregiem analiz własnych Ministerstwa Klimatu i Środowiska (MKiŚ), jak również doświadczeń krajowych i zagranicznych. Sama decyzja o budowie MFW jest podejmowana tylko i wyłącznie przez inwestora. To na nim spoczywa obowiązek przeprowadzenia technicznych, ekonomicznych i środowiskowych analiz, pozwalających wykazać opłacalność danej inwestycji przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska, określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz bezpieczeństwa technicznego, określonych m.in. w warunkach przyłączenia, pozwoleniu na wznoszenie lub wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich (PSZW), pozwoleniu lub uzgodnieniu układania i utrzymania kabli na polskich obszarach morskich, decyzjach geologicznych, ekspertyzach i planach

związanych z bezpieczeństwem morskim czy ekspertyzach zgodności projektowej oraz wykonawczej sporządzanej dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE).

Lista przykładowych raportów i analiz o morskiej energetyce wiatrowej stanowi załącznik nr 1 do pisma.

2. **Czy uwzględniono możliwość wystąpienia problemów wynikających z nadprodukcji energii w okresach sprzyjających warunków pogodowych (tzw. nadmiary energii niechcianej)?**
3. **Jakie środki zostały przewidziane na stabilizację systemu elektroenergetycznego w przypadku nierównomiernego zbilansowania produkcji i zapotrzebowania na energię?**

Kluczowym aktem prawnym regulującym rynek energii odnawialnej w Polsce jest ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii [2], dalej: „ustawa o OZE”, która oferuje mechanizmy wsparcia, takie jak system aukcyjny, promujące inwestycje w OZE poprzez gwarantowanie stabilnych warunków finansowych dla wytwórców energii elektrycznej.

Procedowany projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, który nowelizuje również szereg przepisów ustawy o OZE, ma na celu m.in. rozwiązanie problemu niskich cen sprzedaży energii elektrycznej z farm fotowoltaicznych (PV) w okresie od marca do października, które są niższe niż cena rozliczeniowa dzienna. Problem ten dotyczy głównie wytwórców energii z instalacji fotowoltaicznej (PV), ponieważ nadprodukcja energii elektrycznej w sprzyjających warunkach pogodowych wpływa w największym stopniu na spadki ceny energii elektrycznej w godzinach tej nadprodukcji i ma to charakter powtarzalny. W wyniku powyższej przejściowej „anomalii gospodarczej” część inwestorów, którzy już wygrali aukcję, wstrzymała budowę instalacji PV, czekając na zmianę sytuacji, a działające projekty osiągają niższe niż zaplanowane przychody. W przypadku inwestorów, którzy wygrali aukcje OZE na wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru na lądzie problem ten na obecną chwilę nie występuje w znaczącym stopniu.

Aby przeciwdziałać tej sytuacji, MKiŚ zdecydował się umożliwić dodatkowe rozliczenie ujemnego salda dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach wykorzystujących energię promieniowania słonecznego, którzy wygrali aukcję. Skorzystanie z tej możliwości jest dobrowolne. Przepisy mają na celu ustabilizowanie systemu elektroenergetycznego i ograniczenie nadpodaży energii elektrycznej w godzinach szczytu wytwarzania w instalacjach PV. Możliwość rozliczania ujemnego salda na nowych zasadach jest ograniczona czasowo do 31 grudnia 2027 r. Wytwórcy, którzy skorzystają z tej opcji, nie będą mogli uwzględniać energii wyprodukowanej w godzinach, gdy ceny giełdowe są niższe niż 0 zł/MWh.

Nowy system aukcyjny, który zostanie opracowany i uwzględni kryteria pozacenowe, pozwoli wspierać innowacyjne rozwiązania oraz rozwiązania, których potrzebuje polski przemysł i polski system elektroenergetyczny. Planowane jest też wspieranie integracji sektorowej, m.in. przez rozwijanie elektryfikacji ciepłownictwa i rozbudowę m.in. sezonowych magazynów ciepła, aby efektywnie zagospodarować ewentualną nadpodaż energii elektrycznej z krajowych instalacji OZE w sektorze ciepłownictwa, jednocześnie obniżając koszty produkcji ciepła w Polsce.

Należy podkreślić, że w Polsce nie mamy do czynienia z „niechcianą energią”, gdyż tania energia elektryczna jest niezbędna - dla gospodarstw domowych i dla przemysłu, szczególnie dla przemysłu wysoko energochłonnego. Podejmowane

działania mają na celu jedynie przejściowe ograniczenie nadpodaży energii elektrycznej, na czas przystosowania pozostałych elementów systemu elektroenergetycznego i ciepłownictwa do możliwości absorpcji zeroemisyjnej, krajowej energii z OZE. Sama podaż taniej energii, powodująca spadek cen energii na rynku, jest zjawiskiem pożądanym. Rozwijane są więc projekty energetyczne nie tylko zapewniające bilansowanie instalacji OZE w momentach niższej generacji energii elektrycznej, ale także projekty „zdejmujące” nadwyżki – magazyny energii oraz instalacje przemysłowe i ciepłownicze oraz narzędzia handlowe, takie jak taryfy dynamiczne. Ich wejście na rynek będzie stopniowo powodowało mniejsze wahania cen i mniejsze obciążenie instalacji OZE kosztami profilu czy tzw. nierynkowym redysponowaniem.

Aktualizacja Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu do 2030 roku (aKPEiK) [a] uwzględnia wyzwania związane z nadprodukcją energii z OZE i koncentruje się na rozwiązaniach zwiększających elastyczność systemu. Dokument ten przewiduje rozwój magazynów energii elektrycznej i elektrowni szczytowo-pompowych (szczegółowy pyt 4.), magazynów ciepła, elektrolizerów (na potrzeby produkcji zielonego wodoru), inteligentnych sieci oraz mechanizmów zarządzania popytem. Pozwala to efektywnie wykorzystywać nadwyżki energii i zwiększyć stabilność dostaw. Inwestycje w nowoczesne technologie i infrastrukturę mają zapewnić bezpieczeństwo energetyczne oraz umożliwić dalszy rozwój OZE, wspierając transformację w sposób zrównoważony i korzystny dla gospodarki, systemowo obniżając koszty produkcji energii i ceny energii oraz ciepła.

MKiŚ współpracuje z PSE, aby zapewnić stabilność i niezawodność krajowej sieci elektroenergetycznej. Współpraca ta obejmuje bieżący monitoring pracy systemu, modernizacji infrastruktury przesyłowej oraz prace związane z integracją OZE z siecią. Dzięki wspólnym działaniom minimalizowane jest ryzyko przerw w dostawach, zwiększana jest odporność systemu na zakłócenia i dbałość o rozwój nowych technologii, które wspierają i wspierać będą stabilność systemu.

Jeśli generacja przekracza zapotrzebowanie, PSE mogą czasowo ograniczyć moc niektórych instalacji OZE, aby zapobiec przeciążeniu systemu. Ważnym elementem jest wspomniany powyżej rozwój magazynów energii i ciepła, które mogą pochłaniać nadwyżki energii. PSE współpracują również z dużymi odbiorcami energii w ramach programów zarządzania popytem (DSR), zachęcając ich do dostosowywania zużycia energii w okresach nadprodukcji.

W warunkach funkcjonowania rynku energii elektrycznej, w okresach nadwyżki podaży energii elektrycznej ponad popyt, podstawowym środkiem równoważenia bilansu jest rynek bilansujący energii elektrycznej. To na nim dochodzi do składania ofert zwiększenia lub zmniejszenia produkcji energii elektrycznej i zapotrzebowania przez uczestników rynku bilansującego. Oferty te wykorzystywane są przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) do zapewniania równowagi pomiędzy popytem i podażą energii elektrycznej. Jest ona zapewniana w każdym momencie.

W przypadku, gdy zostaną wykorzystane wszystkie dostępne środki rynkowe, OSP, krótkookresowo jest zmuszony do wykorzystania redysponowania nieopartego na zasadach rynkowych. Jest to środek stosowany w ostateczności, gdy wcześniej zostały wykorzystane wszystkie inne możliwe sposoby zbilansowania pracy KSE, takie jak redukcja wytwarzania energii elektrycznej w krajowych elektrowniach systemowych czy międzyoperatorski eksport nadwyżek energii elektrycznej do sąsiednich systemów. Redukcją nierynkową objęte są jednostki wytwórcze tych wytwórców, którzy jeszcze nie zdecydowali się uczestniczyć w mechanizmach

rynkowych. Zasady stosowania redysponowania nieopartego na zasadach rynkowych określa art. 13 ust. 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 (dalej rozporządzenie 2019/943) [3] oraz art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne (dalej UPE) [4].

MKiŚ analizuje na bieżąco dostępne mechanizmy oraz wdraża do prawa krajowego nowe regulacje. Działania te mają na celu zapewnienie jak największej dostępności różnego rodzaju produktów, mechanizmów, które będą zwiększały elastyczność systemu elektroenergetycznego, gdyż to ona może pozytywnie przyczynić się do ograniczania występowania niebilansowania systemu elektroenergetycznego oraz zjawiska redysponowania nieopartego na zasadach rynkowych.

W tym celu, w szczególności analizowane są:

- możliwości w zakresie tzw. odpowiedzi odbioru (*demand side response*) oraz zwiększenia udziału magazynów energii w systemie elektroenergetycznym,
- możliwość wprowadzenia przepisów pozwalających istniejącym instalacjom PV na dobudowanie w tej samej lokalizacji magazynu energii elektrycznej. Takie rozwiązanie pozwoli nowym oraz istniejącym instalacjom PV na magazynowanie wytworzonej energii elektrycznej w celu dostarczenia do sieci w okresach, kiedy pojawi się zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- możliwości wsparcia rozwoju technologii magazynowania ciepła, w tym sezonowych magazynów ciepła, jako narzędzia wspomagającego transformację ciepłownictwa, a jednocześnie umożliwiającego absorpcję nadwyżek energii z OZE i stabilizację sieci (*sector-coupling*)

MKiŚ jest w stałym kontakcie ze wszystkimi uczestnikami rynku i prowadzi aktywne działania mające na celu zwiększenie wykorzystania energii generowanej przez źródła OZE i ich lepszej integracji z systemem elektroenergetycznym, przy jednoczesnym zapewnieniu realizacji celów jakimi są bezpieczeństwo energetyczne i transformacja energetyczna w kierunku niskoemisyjności.

**4. Czy rząd planuje inwestycje w magazyny energii? Jeśli tak, to jakiego typu i ile, jakie będą ich koszty oraz przewidywana sprawność technologiczna?**

Minister Klimatu i Środowiska podejmuje działania mające na celu budowanie otoczenia regulacyjnego ułatwiającego procesy inwestycyjne dla magazynów energii. Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [5], przygotowaną w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, wprowadzono przepisy regulujące w sposób kompleksowy magazynowanie energii elektrycznej. Regulacja usunęła bariery formalne, które wcześniej uniemożliwiały inwestorom uzyskanie korzyści ekonomicznych ze stosowania magazynowania energii elektrycznej. Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [6] wprowadziła m.in. definicje agregacji i agregatora oraz odbiorcy aktywnego, otwierając posiadaczom magazynów energii drogę do świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej. Ustawa dostarczyła rozwiązań kluczowych z punktu widzenia transformacji energetycznej. Wprowadzenie umów z dynamiczną ceną energii elektrycznej, zależną od wahań cen na rynku hurtowym, ma na celu aktywizację odbiorców, a przepisy otwierające drogę do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych mają za zadanie rozwój energetyki lokalnej. Magazyny energii stanowią istotny element warunkujący efektywność korzystania z tych rozwiązań.

W MKiŚ przygotowano także projekt przepisów przyjętych ustawą z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących [7]. Celem ustawy było usunięcie barier prawnych związanych z szeregiem ograniczeń i wymagań administracyjnych ustanowionych w różnych aktach prawnych, które odnosiły się do inwestycji z zakresu elektrowni szczytowo-pompowych ze względu na ich wieloetapowość i znaczny rozmiar tego typu przedsięwzięć. Ustawa przesądziła, że inwestycja w zakresie budowy lub modernizacji elektrowni szczytowo-pompowej jest inwestycją celu publicznego, a także wprowadziła instytucję decyzji kompleksowej. Ułatwi to w znacznym stopniu proces przygotowania inwestycji.

W Polsce jest obecnie zainstalowane ponad 2 GW mocy w magazynach energii, w tym większość - 1,8 GW w elektrowniach szczytowo-pompowych. W magazynach bateryjnych na koniec 2023 r. było zainstalowane 0,276 GW, z czego 40% stanowiły przydomowe magazyny energii działające u około 11 tysięcy odbiorców.

Ponadto, Minister Klimatu i Środowiska bierze udział w projektowaniu wsparcia na rozwój magazynowania energii w ramach wykorzystania Funduszy Europejskich. W procesie rewizji Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności dodano *Rozdział REPowerEU*, w którym jako jeden z kamieni milowych umieszczono modernizację elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka Żar, z przeznaczeniem na ten cel 35 mln EUR z części pożyczkowej środków z KPO. W ramach pomocy bezzwrotnej 200 mln EUR ma zostać przeznaczona na budowę wielkoskalowego (o pojemności 0,9GWh) baterijnego magazynu energii w Żarnowcu.

Dodatkowo, z programu priorytetowego *Wsparcie wykorzystania magazynów oraz innych urządzeń na cele stabilizacji sieci - program dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych* mogą korzystać OSD, instalując magazyny jako integralną część sieci elektroenergetycznej. Budżet programu to 1 mld zł na lata 2021-2026 ze środków Funduszu Modernizacyjnego (dalej: FM).

Przygotowywany do uruchomienia program *Magazyny energii elektrycznej i związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej* jest adresowany do przedsiębiorców. Będzie zasilany, także z FM, budżetem 4 mld zł.

Wspomnieć należy również, iż program *Mój Prąd*, od czwartej edycji uruchomionej w 2022 r., objął dofinansowaniem przydomowe magazyny energii jako element uzupełniający prosumencką instalację fotowoltaiczną, przy czym od uruchomionej we wrześniu 2024 r. szóstej edycji, dla mikroinstalacji PV zgłoszonych do przyłączenia od sierpnia 2024 r., magazyn energii jest obligatoryjny. Dostępne są także inne programy wspierające magazyny energii współpracujące z instalacją OZE u różnych grup odbiorców, takie jak *Energia dla wsi*, *Ulga termomodernizacyjna*, *Moja elektrownia wiatrowa* czy *Grant OZE* adresowany do tzw. prosumenta lokatorskiego, czyli wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych.

Zgodnie z przyjętymi przez Ministra Klimatu i Środowiska priorytetami związanymi z transformacją energetyczną i kluczową rolą, jaką pełni magazynowanie energii jako czynnik stabilizujący system elektroenergetyczny, Minister, w zakresie swoich kompetencji i z uwzględnieniem ograniczeń związanych z udzielaniem pomocy publicznej, podejmuje działania wspierające rozwój wszelkich form magazynowania energii korzystnych dla polskiej gospodarki.

5. **Jakie prognozy dotyczące kosztów energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych i przemysłowych zostały przewidziane w kontekście inwestycji w odnawialne źródła energii?**

Technologie wytwarzania energii z OZE charakteryzują się dużym zróżnicowaniem w kontekście kosztochłonności w ujęciu inwestycyjnym i operacyjnym. Dlatego też w ich ocenie najlepiej sprawdza się metoda LCOE, tj. levelized cost of electricity, a więc miara średniego aktualnego kosztu netto wytwarzania energii elektrycznej przez instalację OZE w ciągu całego jej cyklu życia.

Analiza ta pozwala na wskazanie, że większość dostępnych dziś technologii wytwarzania energii z OZE notuje spadek kosztów, a w 2025 r. koszty technologii takich jak wiatrowe czy słoneczne spadną o kolejne 2-11%. Szacuje się ponadto, że LCOE dla OZE utrzyma się w trendzie spadkowym o ok. 22-49% do 2035 r. Aktualnie zatem koszty wytwarzania energii elektrycznej w OZE w okresie życia instalacji, uwzględniające koszty budowy, kształtują się poniżej kosztów krańcowych wytwarzania energii elektrycznej przez węglowe elektrownie konwencjonalne, zwłaszcza te starszego typu o niższej sprawności i wyższej emisyjności.

Powyższe wskazuje zatem, że dążenie do zwiększania ilości energii elektrycznej z OZE w krajowym miksie energetycznym w długim okresie może znacząco wpłynąć na obniżenie kosztów produkcji energii oraz obniżenie cen energii dla odbiorców końcowych.

W celu ustabilizowania cen energii i ciepła dla odbiorców końcowych w krótkim i średnim okresie, od grudnia 2023 r. Rada Ministrów podjęła szereg decyzji o zastosowaniu wachlarza mechanizmów, mających na celu ograniczenie wzrostu cen energii i ciepła na okres dynamicznych wzrostów cen tradycyjnych nośników energii (m.in. węgiel, gaz, ropa) w latach 2021-2025. Jednocześnie, równoległe do działań mających na celu utrzymanie cen energii na akceptowalnym poziomie, prowadzone są intensywnie prace nad budową bezemisyjnego systemu energetycznego. Uwalniany jest potencjał tańszych niż tradycyjne nośniki, odnawialnych źródeł energii, oraz rozwijane są projekty związane z energetyką jądrową, co przyczyni się do długofalowej stabilności energetycznej kraju. Procedowane są również ustawy: o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD162 – etap uzgodnień, opiniowania i konsultacji społecznych), oraz tzw. „odległościowa” ustawa o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, odblokowująca potencjał energii wiatrowej na lądzie została przyjęta przez Radę Ministrów i przekazana do Sejmu RP (druk nr 1130).

#### **6. Czy wprowadzono mechanizmy zapobiegające nadmiernemu obciążeniu polskiego systemu przesyłowego energią pochodzącą z innych krajów, zwłaszcza Niemiec?**

Polski system elektroenergetyczny, ze względu na zapóźnienie w procesie transformacji, w tym niedostosowanie sieci przesyłowych i zbyt niską podaż taniej energii odnawialnej produkowanej w Polsce, od wielu lat był narażony na występowanie dodatkowych przepływów energii elektrycznej wpływających i wypływających z polskiego systemu, których źródłem była zwiększona generacja ze źródeł wiatrowych w północnych Niemczech. Zjawisko to pojawiło się w pierwszej dekadzie XXI w. w wyniku dynamicznego wzrostu zainstalowanej mocy w źródłach wiatrowych w północno-wschodnich landach RFN, w porównaniu ze zbyt powolnym przyrostem konkurencyjnych cenowo, krajowych mocy energii odnawialnej - i rozprywie energii w systemach synchronicznie połączonych. W wyniku kilkuletnich negocjacji dwustronnych na szczeblu operatorów systemów przesyłowych (PSE i 50Hertz Transmission GmbH), administracji rządowej i krajowych organów regulacyjnych, a także na forum regionalnym UE, strona polska doprowadziła do zainstalowania urządzeń ograniczających te przepływy, tj. przesuwników fazowych na dwóch połączeniach Polska - Niemcy, - w stacji Vierraden (połączenie obecnie 400

kV Krajnik – Vierraden) oraz w stacji Mikułowa (połączenie 400 kV Mikułowa – Hagenwerder) w latach 2016-2018. Co więcej, urządzenia te wraz z modernizacją linii zostały staraniem strony polskiej uznane za projekty wspólnego zainteresowania (projects of common interest – na liście PCI) UE w ramach programu Transeuropejskich Sieci Energetycznych (TEN-E), co ułatwiło ich realizację i uprawniło do uzyskania dofinansowania UE.

Ponadto, na znaczne ograniczenie przepływów kołowych przez system polski wpłynęło rozdzielenie niemiecko-luksembursko-austriackiego (DE-AT-LU) obszaru rynkowego, które nastąpiło od października 2018 r. Problemy generowane m.in. w systemie polskim przez wspólny obszar rynkowy DE-AT-LU były podnoszone przez polskiego operatora oraz regulatora (Urząd Regulacji Energetyki) i właściwe ministerstwa ds. energii (Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Energii), na wielu forach, w tym Radzie UE, Komisji Europejskiej, The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) oraz The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) szczególnie w latach 2013-2018. Funkcjonujący obecnie obszar rynkowy niemiecko-luksemburski nie powoduje powstawania nadmiernych przepływów przez systemy polski i czeski w wysokościach obserwowanych na początku XXI w. Dodatkowo przepływy te ograniczane są do dopuszczalnych wartości dzięki koordynowanej współpracy przesuwników fazowych w Polsce, Niemczech i Czechach.

**7. Jakie są koszty utrzymania tzw. przesuwników fazowych, które mają blokować niepożądane przepływy energii przez polski system przesyłowy? Jak te koszty wpływają na ceny energii dla polskich odbiorców?**

Strona polska posiada w krajowym systemie przesyłowym układ przesuwnika fazowego (PST) w stacji Mikułowa, na linii 400kV Mikułowa - Hagenwerder. Przesuwnik fazowy na drugim połączeniu Polska – Niemcy, w stacji Vierraden, jest własnością operatora niemieckiego 50Hertz Transmission GmbH.

Średnioroczny koszt związany z funkcjonowaniem przesuwników fazowych zainstalowanych w stacji Mikułowa to około 17,6mln zł. Kwota ta obejmuje koszt: 1) amortyzacji, 2) zwrotu z zaangażowanego kapitału, 3) kwoty należnych podatków i opłat oraz 4) utrzymania (remonty i eksploatacja). Zgodnie z zasadami kalkulacji taryfy PSE S.A., przeważająca część tych kosztów, tj. około 97%, nie jest pokrywana przychodami z opłat taryfowych. Jest ona finansowana z dochodów z ograniczeń przesyłowych, tj. przychodów uzyskiwanych przez PSE z alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na połączeniach z Czechami, Niemcami, Słowacją, Szwecją i Litwą, zgodnie z rozporządzeniem (UE)2019/943.

**8. Jakie działania są podejmowane w celu zminimalizowania ryzyka ograniczeń dostaw energii, zwłaszcza dla sektora przemysłowego w związku z inwestycją w OZE oraz braku remontu bloków węglowych?**

Aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w Polsce funkcjonuje mechanizm rynku mocy. Jego wprowadzenie w Polsce w 2017 r. było znaczącą zmianą rzeczywistości gospodarczej dla sektora energetycznego. Obok rynku energii elektrycznej, gdzie towarem podlegającym obrotowi jest energia elektryczna, pojawił się drugi towar – moc. Rynek mocy pozwolił na wynagradzanie uczestników rynku za ich gotowość do dostarczania mocy.

Dzięki wprowadzeniu rynku mocy, uczestnicy rynku energii uzyskali dodatkowe przychody, które pozwoliły na przeprowadzenie inwestycji m.in. w nowe moce wytwórcze, modernizację istniejących mocy wytwórczych (obejmującą np. dostosowanie do bardziej rygorystycznych norm środowiskowych) czy inwestycje w magazyny energii. Od czasu uruchomienia rynku mocy, sytuacja dotycząca wystarczalności zasobów wytwórczych uległa istotnej poprawie w perspektywie na lata 2025-2030 r. Wprowadzenie rynku mocy pozytywnie wpłynęło na dostępność w KSE mocy pozwalających na pokrycie zapotrzebowania i zachowanie wymaganych poziomów rezerw. Wskazuje na to m.in. brak konieczności ogłaszania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. W MKiŚ trwają analizy nad ewentualnymi rozwiązaniami na kolejne lata tj. 2030+, oraz długofalowa analiza wystarczalności mocy na lata 2030–2040 w ramach aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu.

**9. Czy w ramach przygotowań do rozwoju energetyki odnawialnej przewidziano alternatywne źródła stabilizacyjne, takie jak elektrownie gazowe? Jeśli tak, jakie są koszty tych inwestycji oraz jakie są ich potencjalne wpływy na środowisko?**

W ramach rynku mocy jednostki wytwórcze mogą zawierać umowy mocowe na moc dyspozycyjną. Mechanizm jest neutralny technologicznie, pod warunkiem, że jednostka nie emituje więcej niż 550 g CO<sub>2</sub>/kWh energii elektrycznej. Oznacza to, że nowe umowy mocowe mogą być zawierane przez jednostki wytwórcze gazowe, magazyny energii, czy inne jednostki, które są w stanie zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w okresie, na który odbywa się aukcja mocy. W aukcji wybierane są jednostki z najniższą ceną ofertową. Tym samym zapewniana jest efektywność kosztowa mechanizmu.

**10. Czy Ministerstwo planuje prowadzić kampanie informacyjne na temat ryzyk oraz rzeczywistych kosztów transformacji energetycznej dla społeczeństwa? Jakie zdaniem ministerstwa są to koszty?**

Jak wynika z prac w zakresie aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu 2030 (aKPEIK), całkowite inwestycje wraz z nakładami kapitałowymi, niezbędne w procesie tzw. aktywnej transformacji energetycznej w Polsce (scenariusz WAM), są kierunkowo niższe, niż koszty utrzymania obecnego systemu energetycznego, wraz z jego pochodnymi. Jednocześnie, przeprowadzenie tzw. aktywnej transformacji energetycznej prowadzi do systemowego, ok. dwucyfrowego spadku kosztów produkcji energii oraz znaczącego spadku cen energii do roku 2030 oraz dalej w latach 2030-2040. Szczegóły nt. projektowanych nakładów inwestycyjnych oraz projektowanych spadków kosztów produkcji energii i cen energii można znaleźć w [projekcie aKPEIK](https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r) (link: <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>).

Ponadto należy podkreślić, iż korzyści – nie tylko finansowe, wynikające z właściwie zaplanowanego i dobrze prowadzonego procesu transformacji energetycznej, są daleko bardziej znaczące, niż ryzyka z niego wynikające. Cele, a jednocześnie korzyści, procesu transformacji to m.in.:

- obniżenie cen energii i ciepła,
- budowa niezależności energetycznej Polski w oparciu o krajowe nośniki energii, przy jednoczesnym odejściu od uzależnienia od importu paliw kopalnych,
- redukcja ubóstwa energetycznego,

- poprawa jakości powietrza do stanu, który nie zagraża zdrowiu i życiu mieszkańców,
- wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego i klimatycznego Polski.

Właściwie przeprowadzona, sprawiedliwa społecznie transformacja energetyczna, przyczyni się do rozwoju polskiej gospodarki, poprawy stanu klimatu i środowiska oraz zdrowia Polek i Polaków. Światowy kryzys energetyczny, wywołany sytuacją geopolityczną, uświadomił dodatkowo, że nie tylko jest ona potrzebna, ale i konieczna w celu zbudowania niezależnego i bezpiecznego systemu elektroenergetycznego, który będzie fundamentem dla działania silnej i konkurencyjnej gospodarki. Korzyści płynące z jej dokonania przewyższą koszty i ewentualne ryzyka jej przeprowadzenia.

Ryzyka procesu transformacji mogą wynikać przede wszystkim z braku właściwego zaplanowania jej kompleksowych procesów społeczno-gospodarczych oraz ewentualnych opóźnień w ich wdrażaniu. Konsekwencje wieloletnich opóźnień w procesie transformacji uwidoczniły się w Polsce na przestrzeni ostatniej dekady w formie m.in.:

- rosnącego uzależnienia od importu paliw kopalnych (ropa, węgiel, gaz) i rosnących kosztów importu tych paliw (ok. 250 mld zł tylko w 2022r.),
- rosnącego importu netto energii elektrycznej z krajów, których rynki charakteryzują się wyższym udziałem tańszej energii z OZE (m.in. kraje skandynawskie, Niemcy, etc.),
- koniecznością nierynkowego redysponowania i utraty (z ang. curtailments) najniższej cenowo energii z OZE, ze względu na brak dostosowania i brak elastyczności infrastruktury energetycznej, w tym infrastruktury przesyłowej i sektora ciepłownictwa, do jej absorpcji i magazynowania w okresach wysokiej produkcji i związanych z nią niskich lub ujemnych cen.

*W celu mitygacji ww. ryzyk, w tym właściwego planowania i adekwatnego wdrażania procesu transformacji energetycznej, jest on dziś jednym z absolutnie priorytetowych działań Ministerstwa Klimatu i Środowiska i Rządu RP.*

W zakresie działań informacyjno-edukacyjnych, Ministerstwo Klimatu i Środowiska realizuje kampanie które mają na celu zwiększenie świadomości społeczeństwa m.in. w zakresie korzyści dla środowiska oraz obywateli związanych z przejściem energetyki i gospodarki na nowoczesne technologie, w tym na odnawialne źródła energii. MKiŚ dostarcza także informacji na temat rozwiązań i sposobów na uzyskiwanie taniej i czystej energii z odnawialnych źródeł energii oraz edukuje na temat racjonalnego gospodarowania surowcami, energią ciepłą i elektryczną w gospodarstwie domowym, biurze czy szkole.

Ministerstwo planuje też kontynuację kampanii edukacyjno-informacyjnych nt. korzyści społecznych i ekonomicznych związanych z właściwie zaplanowaną i adekwatnie prowadzoną transformacją energetyczną.

**11. Czy Polska rozważy zmianę strategii inwestycyjnej na rzecz bardziej zbilansowanego rozwoju energetyki jądrowej, która według ekspertów charakteryzuje się wyższym wskaźnikiem zwrotu energetycznego (EROI)?**

Aktualnie Polska nie generuje energii w elektrowniach jądrowych, ale uruchomienie pierwszej wielkoskalowej jednostki planowane jest około 2036 roku. W perspektywie do około 2045 r. planowana jest – w ramach Programu polskiej

polityki energetyki jądrowej (PPEJ) – budowa 6 wielkoskalowych bloków, których łączna moc wyniesie około 7,7 GWe netto. Projekt aKPEiK implementuje decyzje rządowe podjęte w ramach PPEJ.

**12. Czy rząd planuje renegocjację zobowiązań dotyczących harmonogramu wyłączeń bloków konwencjonalnych opartych na węglu kamiennym i brunatnym?**

Odstawienia bloków energetycznych uzależnione będą m.in. od aktualnych i przyszłych uwarunkowań rynkowych, rentowności produkcji, potrzeb KSE, mechanizmów wsparcia, a także technicznych możliwości prac poszczególnych bloków energetycznych. Elektrownie centralnie dysponowane wchodzą w skład aktywów wytwórczych grup kapitałowych, w których spółkami dominującymi są spółki publiczne notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Skarb Państwa, jako akcjonariusz tych podmiotów, posiada uprawnienia wynikające z praw korporacyjnych, które są ściśle określone w przepisach prawa, w szczególności w ustawie z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych oraz statutach spółek. Natomiast ich realizacja jest pochodną wielkości posiadanej paczki akcji w danej spółce. W przypadku spółek publicznych dodatkowo wykonywanie praw z akcji odbywa się w oparciu o przepisy ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi oraz o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych. Wszelkie decyzje co do wycofywania z eksploatacji poszczególnych bloków energetycznych znajdują się natomiast w kompetencjach zarządów spółek będących właścicielami tych jednostek. Ze względu na stale pogarszającą się ekonomikę funkcjonowania jednostek wysokoemisyjnych na rynku energii elektrycznej, w wyniku wypierania wysokoemisyjnych aktywów węglowych przez nośniki nisko- i zeroemisyjne (merit order<sup>1</sup>), jednostki wysokoemisyjne nie są w stanie konkurować z innymi aktywami i wraz z zakończeniem wsparcia z rynku mocy ich eksploatacja w większości przypadków będzie nieopłacalna. Jednocześnie posiadane aktywa mają techniczną możliwość pracy w perspektywie do 2030-2035 roku, z uwzględnieniem koniecznych wydatków inwestycyjnych oraz remontowych, jednakże tylko pod warunkiem wprowadzenia mechanizmów uzasadniających ekonomicznie ich pracę. Istotną kwestią w harmonogramie odstawień będzie zatem mechanizm rynku mocy. Zaproponowana formuła przebiegu aukcji uzupełniających w rynku mocy oraz harmonogram procesu (cztery aukcje uzupełniające: na drugie półrocze 2025 r. oraz odrębnie na lata dostaw 2026, 2027 i 2028), będzie mieć wpływ na ostateczne decyzje dotyczące udziału poszczególnych elektrowni w aukcjach i ewentualne wycofanie z procesu (ze względów na brak ekonomiki eksploatacji). Obecnie prowadzone są szczegółowe analizy ekonomiczne i techniczne dotyczące udziału poszczególnych elektrowni w aukcjach uzupełniających. Plan trwałego wycofania z eksploatacji jednostek węglowych zostanie odpowiednio dostosowany w przypadku uzyskania wsparcia z rynku mocy oraz innego mechanizmu zapewniającego opłacalność wydłużenia eksploatacji.

**13. Jakie analizy porównawcze dotyczące kosztów i efektywności technologii energetycznych np. opłacalności energetyki wiatrowej w porównaniu do konwencjonalnych źródeł energii, zostały przedstawione w ostatnich latach?**

Szczegółowe założenia dotyczące kosztów technologii – w tym stałych i zmiennych, opłacalności różnych źródeł energii, wraz z odwołaniem do źródeł, znajdują się w Załączniku 3 do projektu aKPEiK.

---

<sup>1</sup> Zasada, według której na rynku energii elektrycznej pierwszeństwo w sprzedaży mają elektrownie oferujące energię po najniższej cenie.

**14. Czy Ministerstwo Środowiska konsultuje się z międzynarodowymi ośrodkami badawczymi i ekspertami, takimi jak Uniwersytet w Edynburgu, który od lat monitoruje opłacalność energetyki odnawialnej?**

MKiŚ podejmuje kompleksową analizę dostępnych technologii energetycznych, opierając się na szerokim spektrum danych i raportów. W procesie modelowania systemu energetycznego dąży do znalezienia najbardziej efektywnego i opłacalnego miks energetyczny, uwzględniając czynniki ekonomiczne, bezpieczeństwo dostaw oraz dostępność surowców. Szczególną uwagę zwraca na uwarunkowania rynkowe, w tym fakt, że Polska nie dysponuje ograniczonymi zasobami paliw kopalnych, co wymaga strategicznego podejścia do ich importu i wykorzystania.

W toku prac nad cenami referencyjnymi dla poszczególnych technologii w ramach aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, które określane są w formie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska, każdorazowo analizowane są publikacje organizacji takich jak Międzynarodowa Agencja Energii (ang. IEA) czy Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (ang. IRENA). Jednak co do zasady punktem odniesienia są informacje i dane otrzymywane od podmiotów działających w Polsce, które są najbardziej reprezentatywne i pozwalają odzwierciedlić specyfikę krajowego rynku.

**15. Jakie są perspektywy dotyczące zmian w polityce klimatycznej Unii Europejskiej, które mogłyby wpłynąć na tempo realizacji planów inwestycyjnych w Polsce?**

29 stycznia 2025 roku Komisja Europejska (KE) opublikowała tzw. Kompas Konkurencyjności (ang. A Competitiveness Compass for the EU) [b], który w założeniu ma wskazywać przyszłe kierunki działań UE w zakresie wzmocnienia konkurencyjności gospodarki i przemysłu w obliczu aktualnych wyzwań geopolitycznych. Konsekwencją założeń z Kompas jest Plan prac Komisji na 2025 rok, który został opublikowany 11 lutego 2025 roku.

Założenia są ściśle powiązane z wcześniej publikowanymi raportami Draghiego [c] oraz Letta [d]. Główny kierunek to położenie nacisku na zwiększenie konkurencyjności UE m.in. poprzez zdolność do innowacji, przy jednoczesnym uwzględnieniu kwestii bezpieczeństwa, w tym bezpieczeństwa klimatycznego.

26 lutego 2025 r. Komisja opublikowała Czysty Ład Przemysłowy (ang. Clean Industrial Deal) [e], który w założeniu ma zapewnić UE pozycję jako atrakcyjnego miejsca do lokowania przemysłu, w tym przemysłu energochłonnego, przy równoczesnym promowaniu wykorzystania technologii nisko- i zeroemisyjnych, aby zapewnić bezpieczeństwo klimatyczne.

Dokument wskazuje czynniki biznesowe, które należy zaadresować w prowadzonej polityce:

- 1) energia w przystępnej cenie,
- 2) rynki wiodące,
- 3) finansowanie,
- 4) gospodarka obiegu zamkniętego i dostęp do surowców,
- 5) rynki globalne i międzynarodowe partnerstwa,
- 6) rozwój umiejętności.

W ramach pierwszego punktu Komisja przedstawiła już (ang. Action Plan for Affordable Energy) [f].

W planach są również m.in. uwzględnienie trwałego usuwania dwutlenku węgla w systemie ETS, analiza możliwości rozszerzenia o kolejne sektory i produkty oraz zaadresowania wsparcia dla eksportu w mechanizmie CBAM, czy przegląd legislacji w celu jej uproszczenia (pakiet Omnibus). Komisja planuje również działania sektorowe dla sektora stali, poprzez *Plan dla Stali i Metali* (z ang. *Steel and Metals Action Plan*), chemicznego, poprzez *Pakiet dla Przemysłu Chemicznego* (z ang. *Chemicals Industry Package*) oraz transportu, poprzez *Plan na rzecz Inwestycji Zrównoważonego Transportu* (z ang. *Sustainable Transport Investment Plan*).

Należy zauważyć, że dokumenty już opublikowane w większości są na dużym poziomie ogólności, stąd do oceny potencjalnego wpływu na tempo inwestycji w Polsce trzeba się wstrzymać do publikacji przez Komisję zapowiadanych szczegółowych rozwiązań, co powinno nastąpić do końca 2025 roku. Szczególnie istotne będą w tym zakresie szczegóły dotyczące rozwiązań finansowych, takich jak *Fundusz Konkurencyjności* (z ang. *European Competitiveness Fund*).

Niezależnie, warto odnotować, że dokumenty KE wskazują bardzo silny akcent na konkurencyjność gospodarek Unii Europejskiej.

Z wyrazami szacunku

Paulina Hennig-Kloska  
Minister Klimatu i Środowiska  
Ministerstwo Klimatu i Środowiska  
/ – podpisany cyfrowo/

Do wiadomości:

Departament Spraw Parlamentarnych, KPRM  
Ministerstwo Przemysłu  
Ministerstwo Aktywów Państwowych

#### Podstawa prawna:

- [1] Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234),
- [2] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361 z późn. zm),
- [3] Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
- [4] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 2024 r. poz. 266 z późn. zm.),
- [5] Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1093),
- [6] Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 1681),
- [7] Ustawa z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących (Dz.U. 2023 poz. 1113).

#### Inne źródła:

- [a] <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>,
- [b] [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip\\_25\\_339](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_25_339),
- [c] [https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report\\_en?prefLang=pl](https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en?prefLang=pl),
- [d] <https://european-research-area.ec.europa.eu/documents/letta-report-much-more-market-april-2024>,
- [e] [https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal\\_pl](https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_pl),
- [f] [https://energy.ec.europa.eu/publications/action-plan-affordable-energy-unlocking-true-value-our-energy-union-secure-affordable-efficient-and\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/action-plan-affordable-energy-unlocking-true-value-our-energy-union-secure-affordable-efficient-and_en).

#### Załącznik:

- 1) Lista przykładowych raportów i analiz o morskiej energetyce wiatrowej.

## Lista przykładowych raportów i analiz o morskiej energetyce wiatrowej

### Krajowe (2016-2024)

1. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce | McKinsey (2016)  
[https://www.mckinsey.com/pl/~/\\_media/McKinsey/Locations/Europe%20and%20Middle%20East/Polska/Raporty/Rozwoj%20morskiej%20energetyki%20wiatrowej%20w%20Polsce/McKinsey\\_Rozw-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-Polsce\\_cayraport.pdf](https://www.mckinsey.com/pl/~/_media/McKinsey/Locations/Europe%20and%20Middle%20East/Polska/Raporty/Rozwoj%20morskiej%20energetyki%20wiatrowej%20w%20Polsce/McKinsey_Rozw-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-Polsce_cayraport.pdf)
2. Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce| FNEZ (aktualizacja 2018)  
[https://fnez.pl/wp-content/uploads/2018/01/10\\_Program-Rozwoju-MEPM-2018.pdf](https://fnez.pl/wp-content/uploads/2018/01/10_Program-Rozwoju-MEPM-2018.pdf)
3. Neutralna emisyjnie Polska 2050 | McKinsey (2019)  
[https://www.mckinsey.com/pl/~/\\_media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/polska/raporty/carbon%20neutral%20poland%202050/neutralna%20emisyjnie%20polska%202050\\_raport%20mckinsey.pdf](https://www.mckinsey.com/pl/~/_media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/polska/raporty/carbon%20neutral%20poland%202050/neutralna%20emisyjnie%20polska%202050_raport%20mckinsey.pdf)
4. Przyszłość Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (2019)  
<https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2024/04/Raport-PSEW-Przyszlosc-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-Polsce.pdf>
5. Wizja dla Bałtyku. Wizja dla Polski. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w basenie Morza Bałtyckiego | PSEW/Wind Europe (2020)  
<https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2024/04/Wizja-dla-Baltyku.-Wizja-dla-Polski-Rozwoj-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-basenie-Morza-Baltyckiego.pdf>
6. Offshore Report 2020 – Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce i na Pomorzu | Invest in Pomerania (2020)  
<https://investinpomerania.pl/wp-content/uploads/2020/09/Raport-offshore-PL.pdf>
7. Polskie porty a rozwój morskich farm wiatrowych | Senat RP (2020)  
[https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/pl/senatopracowania/190/plik/polskie\\_porty\\_lokalne\\_a\\_rozwoj\\_morskich\\_farm\\_wiatrowych.pdf](https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/pl/senatopracowania/190/plik/polskie_porty_lokalne_a_rozwoj_morskich_farm_wiatrowych.pdf)
8. Jakie korzyści mogą czerpać małe i średnie porty zlokalizowane w pobliżu morskich farm wiatrowych? | Senat RP (2020)  
[https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/pl/senatopracowania/183/plik/ot\\_679\\_2.pdf](https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/pl/senatopracowania/183/plik/ot_679_2.pdf)
9. Morskie farmy wiatrowe | Polski Rejestr Statków (2021)  
[https://prs.pl/wp-content/uploads/2024/03/p130p\\_pl.pdf](https://prs.pl/wp-content/uploads/2024/03/p130p_pl.pdf)
10. Operator floty instalacyjnej. Potencjał polskiego przemysłu morskiego na potrzeby morskich farm wiatrowych | Polski Rejestr Statków (2021)  
[https://www.gospodarkamorska.pl/files/company-files/231/raport\\_prs.pdf](https://www.gospodarkamorska.pl/files/company-files/231/raport_prs.pdf)
11. Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (2022)  
[https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2025/01/Potencjal\\_Morskiej\\_Energetyki\\_Wiatrowej\\_w\\_Polsce\\_PL.pdf](https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2025/01/Potencjal_Morskiej_Energetyki_Wiatrowej_w_Polsce_PL.pdf)
12. Energetyka wiatrowa w Polsce | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (2023)  
[https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2023/12/Energetyka-wiatrowa-w-Polsce\\_2023\\_internet-1.pdf](https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2023/12/Energetyka-wiatrowa-w-Polsce_2023_internet-1.pdf)

13. Rozwój przemysłu onshore i offshore wind w Polsce. Budowa łańcucha dostaw dla energetyki wiatrowej - plan działania | Wind Industry Hub oraz Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (2024)  
[https://www.windindustry.pl/wp-content/uploads/2024/01/WIH\\_raport\\_PL.pdf](https://www.windindustry.pl/wp-content/uploads/2024/01/WIH_raport_PL.pdf)
14. Rachunek kosztów polskiej elektroenergetyki A.D. 2040\_Institut | Instytut Jagielloński Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej Jagielloński (2024)  
<https://www.jagiellonski.pl/wp-content/uploads/2024/02/Raport-IJ-p6.pdf>

#### Międzynarodowe (2016-2024)

1. Innovation Outlook: Offshore Wind | IRENA (2016)  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA\\_Innovation\\_Outlook\\_Offshore\\_Wind\\_2016.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Innovation_Outlook_Offshore_Wind_2016.pdf)
2. Study on Baltic Offshore Wind Energy Cooperation under BEMIP | European Commission (2019)  
<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9590cdee-cd30-11e9-992f-01aa75ed71a1/language-en>
3. Future of wind | IRENA (2019)  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA\\_Future\\_of\\_wind\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf)
4. Wind Energy Technology market report | European Commission (2019)  
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118314>
5. Offshore Wind Outlook | IEA (2019)  
<https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>
6. Renewable energy market update. Outlook for 2020 and 2021 | IEA (2020)  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/9ee2be30-de3f-4507-940c-ae4726c78845/Renewable\\_Energy\\_Market\\_Update.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9ee2be30-de3f-4507-940c-ae4726c78845/Renewable_Energy_Market_Update.pdf)
7. Global Offshore Wind Report | World Forum Offshore Wind (2020)  
[https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2021/09/WFO\\_Global-Offshore-Wind-Report-2020.pdf](https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2021/09/WFO_Global-Offshore-Wind-Report-2020.pdf)
8. Global Wind Workforce Outlook 2021-2025  
<https://www.globalwindsafety.org/statistics/global-wind-workforce-forecast-2021-2025>
9. Global Offshore Wind Report | World Forum Offshore Wind (2021)  
[https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2021/10/WFO\\_Global-Offshore-Wind-Report-HY1\\_2021.pdf](https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2021/10/WFO_Global-Offshore-Wind-Report-HY1_2021.pdf)
10. Offshore Wind in Europe Key trends and statistics | WindEurope (2021)  
[https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active\\_storage/blobs/redirect/eyJfcmlFpbHMiOnsibWVzc2FnZSI6IkJBaHBBb3dDIiwiaXhwIjpudWxslCJwdXliOiJibG9iX2lkIn19--1350a250915b717a40bd3dab512bd2e1369325f4/windeurope-offshore-wind-in-europe-2020-webinar-presentation.pdf](https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/blobs/redirect/eyJfcmlFpbHMiOnsibWVzc2FnZSI6IkJBaHBBb3dDIiwiaXhwIjpudWxslCJwdXliOiJibG9iX2lkIn19--1350a250915b717a40bd3dab512bd2e1369325f4/windeurope-offshore-wind-in-europe-2020-webinar-presentation.pdf)
11. Tracking the Impacts of Innovation: Offshore wind as a case study | IRENA (2021)  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA\\_Impacts\\_Innovation\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Impacts_Innovation_2021.pdf)
12. Wind energy in Europe 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026 | WindEurope (2022)

- <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>
13. Global Offshore Wind Report | World Forum Offshore Wind (2022)  
[https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2023/03/WFO\\_Global-Offshore-Wind-Report-2022.pdf](https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2023/03/WFO_Global-Offshore-Wind-Report-2022.pdf)
  14. Offshore Wind Energy Patent insight report | IRENA (2023)  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Nov/EPO\\_IRENA\\_Offshore\\_wind\\_patent\\_insight\\_report\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Nov/EPO_IRENA_Offshore_wind_patent_insight_report_2023.pdf)
  15. Offshore wind energy 2023 mid-year statistics | WindEurope (2023)  
<https://energiaestrategica.es/wp-content/uploads/2023/08/2023-WindEurope-Offshore-Wind-Statistics-Final.pdf>
  16. Global Wind Report | GWEC (2024)  
[https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024\\_digital-version\\_final-1-compressed.pdf](https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024_digital-version_final-1-compressed.pdf)