



Minister Klimatu i Środowiska

DEL-WRE.050.1.2025.MM
3597127.14326671.11662468
Warszawa, 25-02-2025

Pan
Szymon Hołownia
Marszałek Sejmu RP

Szanowny Panie Marszałku,

w odpowiedzi na interpelację Posłów Ryszarda Wilka, Grzegorza Adama Płaczka, Kariny Anny Bosak, Michała Połuboczka, Krzysztofa Szymańskiego, Witolda Tumanowicza oraz Michała Wawra nr K10INT7419 poniżej przekazuję odniesienia do zadanych pytań.

1. Jakie są aktualne, średnie koszty wyprodukowania jednej megawatogodziny (MWh) energii elektrycznej w Polsce, z różnych źródeł tj.

- gaz ziemny,
- węgiel kamienny
- węgiel brunatny
- elektrownie wiatrowe na lądzie
- elektrownie wiatrowe na morzu (aktualnie brak produkcji)
- fotowoltaika

Bardzo proszę o podanie kosztów z wyszczególnieniem wszystkich ich składowych dla poszczególnych źródeł (włącznie z opłatami za emisję CO₂) oraz jaki procent wytworzenia stanowią.

Poniżej przedstawiam najbardziej aktualne dane dotyczące jednostkowych kosztów według technologii – bez elektrowni wiatrowych na morzu, które nie pracują w polskim systemie elektroenergetycznym. Zestawienie zawiera jednostkowe koszty techniczne wytwarzania oraz jednostkowe koszty sprzedanej energii z własnej produkcji. Na wyższy poziom kosztów energii sprzedanej z własnej produkcji niż kosztów technicznych wytwarzania wpływają między innymi koszty finansowe, a w jednostkach konwencjonalnych głównie koszty pozwoleń na emisję CO₂. Należy podkreślić, że koszty wytwarzania energii z OZE w kolejnych latach będą stopniowo ulegać obniżeniu.

Wyszczególnienie	Jednostkowy koszt techniczny wytwarzania	Jednostkowy koszt sprzedanej energii z własnej produkcji
Elektrownie na węglu kamiennym	441,5	830,0
Elektrociepłownie na węglu kamiennym	352,8	590,5
Elektrownie na węglu brunatnym	223,3	696,2
Elektrociepłownie opalane gazem	438,6	589,5
Elektrownie i elektrociepłownie biomasowe	496,7	557,9
Elektrownie wodne	175,1	196,6
Elektrownie wiatrowe	192,0	316,9
Elektrownie fotowoltaiczne	194,8	339,4

Źródło: Badanie statystyczne współprowadzone przez MKiŚ 1.44.02 Elektroenergetyka i ciepłownictwo: Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego - III kw. 2024 r., ARE S.A

2. Jakie są średnie koszty wyprodukowania (oraz szacunki w przypadku elektrowni jądrowej) jednej megawatogodziny (MWh) energii elektrycznej z różnych źródeł w Polsce licząc metodą LCOE (Levelized Cost of Electricity) z

- a) gaz ziemny,
- b) węgiel kamienny
- c) węgiel brunatny
- d) elektrownie wiatrowe na lądzie
- e) elektrownie wiatrowe na morzu
- f) fotowoltaika
- g) elektrownia jądrowa

Elektrownie na paliwa konwencjonalne

W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę na to, że w nowym modelu rynku energii trudno jednoznacznie mówić o LCOE, w szczególności w odniesieniu do jednostek opartych o paliwa kopalne. W odniesieniu do jednostek na węgiel i gaz ziemny, MKiŚ nie prowadzi odrębnych analiz, poza uwzględnieniem kosztów technicznych wytwarzania wynikających z bieżących zmian rynkowych. Projekcje, które mogą stanowić punkt odniesienia można znaleźć w analizach Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA).

W przypadku turbin gazowych, które coraz częściej pełnią rolę stabilnego źródła rezerwowego, wyznaczanie wartości LCOE nie jest właściwe, ponieważ jednostki te, ze względu na wysokie koszty zmienne, będą funkcjonować jako źródła szczytowe (pracujące znacznie krócej niż źródła pracujące w tzw. podstawie). Tym samym wartość LCOE dla technologii, które będą pracować przez niewielką liczbę godzin znacząco wzrośnie, w porównaniu do LCOE przy maksymalnej możliwej dla danej technologii liczbie godzin pracy. Dodatkowo dynamicznie zmieniający się miks energetyczny tworzy daleko idące niepewności w zakresie wyznaczania liczby godzin pracy jednostek konwencjonalnych.

Dlatego właśnie turbiny gazowe w cyklu prostym i silniki gazowe oraz układy gazowo-parowe są analizowane jako zasoby, które mogą przyczynić się do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na potrzeby rynku mocy. W tym celu wyznaczana jest cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej (CeWe). CeWe uwzględnia nakłady inwestycyjne na kW mocy zainstalowanej, koszt kapitału, czas życia jednostki, koszty stałe, marżę z rynku energii oraz dyspozycyjność jednostki. Nie uwzględnia z kolei kosztów zmiennych (w tym kosztów paliwa i emisji gazów cieplarnianych oraz rzeczywistej produkcji), nie jest również liczone na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej jak LCOE, tylko na moc osiągalną tej jednostki wytwórczej. Na potrzeby wyznaczenia tych wartości operator systemu przesyłowego przeanalizował inwestycje w podobne źródła w Polsce i na świecie, a koszty operacyjne oparł m.in. na danych pochodzących z World Energy Outlook. Zgodnie z OSR do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 lipca 2024 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji (Dz. U. poz. 1154) wartość CeWe dla turbin gazowych w cyklu prostym i silników tłokowych wynosiła:

- a) 488 zł/kW/rok, w przypadku jednostek opalanych gazem płynnym i
- b) 678 zł/kW/rok, w przypadku paliwa w stanie gazowym.

Dla układów gazowo-parowych opalanych paliwem w stanie gazowym, CeWe wyniosło 575 zł/kW/rok.

Obecnie funkcjonujące odnawialne źródła energii

Ministerstwo Klimatu i Środowiska zbiera od podmiotów działających na rynku i analizuje informacje dotyczące kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych na lądzie i fotowoltaicznych celem wyznaczenia wskaźników LCOE, które są podstawą do określania cen referencyjnych stanowiących bazową wartość poziomu wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z OZE, przewidzianego przepisami ustawy

z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 r. poz. 1361 z późn. zm., dalej: ustawa o OZE).

Wartości przyjęte do ww. wyliczeń stanowią uśrednione dane pozyskane od podmiotów wytwarzających energię w instalacjach nowych lub planowanych do wybudowania i analizowane są w podziale na źródła i moce określone w art. 77 ust. 5 ustawy o OZE.

Szczegółowe dane wykorzystane do wyliczeń LCOE zostały opublikowane w załączniku do OSR do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie *cen referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązyujących wytwórców, którzy wygrali aukcje, oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej* (Dz. U. poz. 2440) i można się z nimi zapoznać na stronach Rządowego Centrum Legislacji (bezpośredni link):

<https://legislacja.gov.pl/docs//574/12377552/13009741/dokument666625.zip>.

W ww. rozporządzeniu oraz jego OSR dane podzielono na instalacje wymienione we wspomnianym już art. 77 ust. 5 ustawy o OZE, tj. także w zakresie stanowiących przedmiot zapytania instalacji odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

- ☐ nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie;
- ☐ większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie;
- ☐ nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej;
- ☐ większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej.

Natomiast w treści wspomnianego rozporządzenia odnaleźć można wyniki tych analiz, tj. ceny referencyjne określające koszt wytwarzania 1 MWh w danych instalacjach, które dla wskazanych wyżej instalacji zostały określone na poniższych poziomach:

- ☐ dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie - 378 zł za MWh;
- ☐ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie - 324 zł za MWh;
- ☐ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej - 414 zł za MWh;
- ☐ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej - 389 zł za MWh.

Informuję ponadto, że dane za ubiegły rok są obecnie przedmiotem analizy w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

Technologie OZE takie jak instalacje fotowoltaiczne (PV) mają pomijalnie małe koszty zmienne wytwarzania energii. Głównymi kosztami są koszty początkowe, na przykład zakup paneli i ich instalacja. Po zainstalowaniu paneli, koszty zmienne są pomijalne. Należy w tym miejscu zauważyć, że przyjmowana metodyka pomija kwestie związane ze sfinansowaniem konkretnego projektu (siła finansowa wytwórcy, proporcja kapitału własnego do kapitału obcego, koszt kapitału własnego oraz zewnętrznego, oczekiwana stopa zwrotu, długość okresu spłaty kapitału obcego), które mogą ostatecznie rzutować na koszt wytworzenia energii z konkretnej instalacji przez konkretnego wytwórcę.

Należy też zauważyć, że koszty operacyjne systemów fotowoltaicznych są zazwyczaj stałe, a nie zmienne. Obejmują one regularne czynności konserwacyjne, takie jak czyszczenie paneli, inspekcja i naprawa komponentów elektrycznych oraz monitorowanie wydajności systemu. Te koszty są przewidywalne i nie zmieniają się w zależności od ilości wyprodukowanej energii. Co do zasady mogą być przypisane mocy zainstalowanej.

W przeciwieństwie do konwencjonalnych źródeł energii, takich jak węgiel czy gaz, które mają zmienne koszty paliwa, fotowoltaika nie jest narażona na wahania cen paliw. Dodatkowo należy zauważyć, że nawet koszty operacyjne systemów fotowoltaicznych są generalnie niskie w porównaniu z innymi źródłami energii. Roczne koszty O&M dla systemów PV mogą się różnić w zależności od wielkości systemu i lokalizacji. Dla systemów PV na skalę przemysłową, koszty te wynoszą zazwyczaj około 15-25 USD na kWp rocznie. Koszty te obejmują regularne czynności konserwacyjne, takie jak czyszczenie paneli, inspekcja i naprawa komponentów elektrycznych oraz monitorowanie wydajności systemu. Z biegiem czasu koszty O&M dla systemów PV maleją dzięki postępom technologicznym i poprawie efektywności. W celu zapoznania ze szczegółową analizą, proponujemy odnieść się do raportu Narodowego Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL), który zawiera kompleksowy model kosztów O&M dla systemów PV. Raport jest dostępny pod adresem: <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/model-of-operation-and-maintenance-costs-for-photovoltaic-systems>

Raport przedstawia metodę obliczania kosztów związanych z eksploatacją i konserwacją (O&M) systemów fotowoltaicznych (PV). Raport zawiera szczegóły dotyczące kosztów i częstotliwości różnych usług O&M, aby oszacować roczne koszty O&M (USD/rok) na każdy rok okresu analizy, wartość bieżącą netto (USD) kosztów cyklu życia zgromadzonych w okresie analizy oraz kwotę rezerwy (USD), która może być wymagana na nieoczekiwane naprawy. Konto rezerwowe obejmuje zapasy części i jest ważne, aby zapewnić źródło środków na szybkie naprawy i uniknięcie utraty produkcji. Metoda ta pozwala na szczegółowy wybór usług do wykonania w oparciu o wielkość systemu, obsługiwany rynek (np. mieszkaniowy, komercyjny lub przemysłowy), typ i konfigurację komponentów systemu (np. mikro-, string- lub centralny inwerter) oraz warunki lokalizacyjne i środowiskowe (np. pyłki, populacje ptaków), co stanowi ulepszenie w stosunku do prostych wycen jednostkowych kosztów O&M (USD/kW/rok). Model ten rozróżnia również koszty, które różnią się z roku na rok i rosną w różnym tempie w czasie, modelowane przez heurystyczne rozkłady awarii (np. rozkład Weibulla lub lognormalny) na podstawie danych aktuarialnych dla wielu usług. Model kosztów O&M PV został stworzony z udziałem Grupy Roboczej ds. O&M PV złożonej z badaczy i przedstawicieli przemysłu, sponsorowanej przez Biuro Technologii Energii Słonecznej (SETO) Departamentu Energii USA (DOE) w latach 2016-2018. Model kosztów O&M PV został początkowo opracowany jako arkusz kalkulacyjny Microsoft Excel, a następnie opublikowany jako aplikacja online przez Sunspec Alliance na stronie apsuite.sunspec.org. AP Suite oznacza Asset Performance Suite i obejmuje zarówno model kosztów O&M PV, jak i Open System Performance and Reliability Clearinghouse (oSPARC), który rejestruje wydajność systemu. W wersji darmowej dostępne możliwości obliczenia kosztów operacyjnych w polskich warunkach są jednak ograniczone.

Farmy wiatrowe na morzu

W ramach wyliczenia cen maksymalnych wskazanych w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda (Dz. U. poz. 587) oraz rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być

wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców (Dz. U. poz. 41) wykorzystano metodykę, według której na koszt energii elektrycznej (LCOE) wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych ma wpływ pięć czynników:

- prędkość wiatru – wpływa na liczbę godzin pracy z pełną mocą w ciągu roku (współczynnik wykorzystania mocy, ang. *capacity factor*, CF);
- odległość od linii brzegu morskiego – wpływa na długość kabla eksportowego oraz koszty instalacji i eksploatacji urządzeń uzależnione od długości transportu z portu instalacyjnego na teren morskiej farmy wiatrowej oraz liczby roboczogodzin spędzanych na morzu przez brygady eksploatacyjne i serwisowe; im mniejsza odległość tym niższe koszty kapitałowe budowy, ang. *Overnight Cost* (dalej: OVN), przyłącza i samej farmy, oraz koszty eksploatacji, ang. *Operational Expenditures* (dalej: OPEX);
- głębokość akwenu – wpływa na typ i rodzaj konstrukcji fundamentów, im mniejsza głębokość akwenu tym niższy koszt fundamentów oraz OVN samej farmy;
- rozwój technologii – wpływa na wzrost mocy jednostkowych ograniczając zużycie materiałów przy tej samej mocy zainstalowanej MFW i straty zacienienia wiatrowego wynikające z rozmieszczenia pojedynczych turbin; rozwój technologii wpływa również na zwiększenie efektywności globalnych łańcuchów dostaw; im dojrzała technologia tym niższy koszt OVN farmy, OVN przyłącza oraz OPEX; wzrasta również współczynnik wykorzystania mocy, a wraz z nim ilość produkowanej energii;
- koszty pracy – wpływają na koszt projektowania, instalacji urządzeń oraz ich eksploatacji; im niższy średni koszt roboczogodziny tym niższy spodziewany OVN farmy, OVN przyłącza oraz OPEX.

W rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda wskazano cenę maksymalną za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będąca podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda w wysokości 319,6 PLN/MWh.

Natomiast w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców określono 3 ceny maksymalne:

- 485,71 PLN/MWh – dla obszarów wskazanych w załączniku nr 1 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182, 1828 i 1847) (dalej: ustawa) oraz obszarów 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 45.E.1, 46.E.1, wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy (obszary położone na bliższej Ławicy Odrzanej oraz wschodniej części Ławicy Słupskiej);
- 499,33 zł/MWh – dla obszarów 43.E.1, 44.E.1, wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy (obszary położone na zachodniej części Ławicy Słupskiej);
- 512,32 zł/MWh – dla obszarów 53.E.1, 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4, wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy (obszary położone na dalszej Ławicy Środkowej).

Wskazana ww. rozporządzeniu z 2025 r. cena maksymalna wyznacza górny limit wsparcia o jaki uczestnicy aukcji będą mogli się ubiegać. Zatem cena maksymalna nie oznacza ceny wykonania projektu.

Szacunkowe koszty systemu wsparcia (łącznie I i II fazy, czyli w sumie 17,9 GW mocy zainstalowanej), wyniosą około 145,66 mld EUR. Udzielenie wsparcia w maksymalnej możliwej wysokości dla wszystkich projektów morskich farm wiatrowych przełożyłoby się na wysokość opłaty OZE. Będzie ona systematycznie rosła od 0 zł/MWh w 2026 r. do nawet 137 zł/MWh w 2040 r. następnie w latach 2041-2056 powinna utrzymać się w przedziale 119-134 zł/MWh, a następnie ulegać stopniowemu obniżaniu. Spowoduje to podniesienie ceny energii elektrycznej średnio ok. 0,10 zł/kWh.

Należy jednak mieć na uwadze, że pojawienie się w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym dodatkowych 18 GW mocy z morskich farm wiatrowych docelowo spowoduje spadek cen hurtowych energii, co przełoży się na spadek cen ponoszonych przez odbiorców końcowych w taryfach.

Elektrownie jądrowe

Aktualnie trwa poszerzone postępowanie prowadzone przez Komisję Europejską w celu zbadania zgodności proponowanej pomocy publicznej dla pierwszej elektrowni jądrowej z europejskimi przepisami. W ramach tego postępowania uzgadniany jest model finansowy, który zdeterminuje LCOE dla elektrowni. Decyzja o zgodności udzielanej pomocy z rynkiem wewnętrznym UE planowana jest do uzyskania w tym roku, co pozwoli na precyzyjne oszacowanie LCOE.

3. Jaki jest koszt wytworzenia 1 MWh prądu elektrycznego w

a) PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna - Oddział Elektrownia Bełchatów

b) Enea wytwarzanie - Elektrownia Koźienice

c) PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna - Oddział Elektrownia Opole

d) Tauron - Elektrownia Jaworzno III

Proszę o podanie kosztów wytworzenia 1 MWh w wyżej wymienionych elektrowniach z wyszczególnieniem wszystkich ich składowych (wraz opłatą za emisję CO₂) oraz podaniem, ile procent wytworzenia poszczególne składowe stanowią.

Dane, o które Państwo wnioskują mogą stanowić tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz.U. z 2022 poz. 1233), w związku z powyższym nie mogą zostać udostępnione. Poniżej przekazuję stanowisko Ministra Aktywów Państwowych uzasadniające szczegółowo brak możliwości udostępnienia tych danych.

Każdy z ministrów jest związany konstytucyjną zasadą legalizmu, która stanowi, że może on działać wyłącznie na podstawie i w granicach prawa. W związku z powyższym Minister Aktywów Państwowych, działający w imieniu Skarbu Państwa, jako jeden z akcjonariuszy spółek energetycznych, nie posiada możliwości bezpośredniego oddziaływania, w tym pozyskiwania wszelkich informacji, od tych podmiotów oraz od spółek od nich zależnych tj. np. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz ENEA Wytwarzanie sp. z o.o. (Skarb Państwa w chwili obecnej nie jest akcjonariuszem i udziałowcem ww. podmiotów).

Jednocześnie należy podkreślić, że informacje o wszystkich zdarzeniach, mających istotny wpływ na sytuację gospodarczą, majątkową bądź finansową spółek energetycznych i ich grup kapitałowych lub mogących w znaczny sposób wpłynąć na cenę lub wartość notowanych instrumentów finansowych przekazywane są przez ww. spółki do publicznej wiadomości w postaci bieżących i okresowych raportów, a także komunikatów prasowych umieszczanych na ich stronach internetowych. Tym samym to przedmiotowe spółki podejmują decyzje dotyczące przekazywania określonych informacji czy danych akcjonariuszom, uwzględniając przy tym interes spółki i chroniąc informacje, które stanowią jej tajemnicę.

4. W ramach tzw. transformacji energetycznej planowany jest dalszy wzrost udziału OZE w miksie energetycznym oraz równoległe wyłączenie elektrowni konwencjonalnych. Elektrownie konwencjonalne mają funkcję stabilizującą dla sieci energetycznej, są włączane, gdy zależne od pogody OZE nie generują wystarczającej ilości energii. Elektrownie węglowe w Polsce mają być kolejno wyłączone zanim powstanie elektrownia jądrowa, w jaki sposób jest planowane bilansowanie sieci elektro-energetycznej w tym czasie?

Z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu kluczowe jest utrzymanie odpowiednich rezerw mocy, a wycofanie każdej istniejącej jednostki wytwórczej powinno nastąpić po powstaniu nowej mocy dyspozycyjnych (niezależnych od warunków pogodowych) o ekwiwalentnej mocy. Zgodnie z danymi uzyskanymi od PSE, wyniki tzw. krajowej oceny wystarczalności wskazują, że w przypadku braku mechanizmu wspierającego budowę nowych i utrzymanie istniejących zdolności wytwórczych, standard bezpieczeństwa pracy systemu mógłby zostać przekroczony już w 2025 r. Szacowane aktualnie przez PSE S.A. potrzeby w zakresie inwestycji w nowe źródła wytwórcze (MW) w latach 2031-2040 wynoszą odpowiednio:

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
8 069	9 692	9 746	11 737	13 892	14 046	14 971	15 026	14 966	15 358

Ponadto, w Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 – 2034, operator systemu przesyłowego w rozdziale *Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych* podsumowuje prace związane z opracowaniem analizy wystarczalności zasobów wytwórczych Krajowej Sieci Elektroenergetycznej w latach 2025- 2040¹.

Jednocześnie należy podkreślić, że w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce funkcjonuje rynek mocy. Działanie tego mechanizmu opiera się na wynagradzaniu uczestników tego rynku (jednostek wytwórczych, odpowiedzi odbioru (DSR), magazynów energii) za ich pozostawanie w gotowości do dostarczania mocy i zapewnienia dostaw energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego w okresach przewidywanych problemów z pokryciem zapotrzebowania na moc w systemie.

Rynek mocy jest również pozytywnie odbierany przez uczestników rynku, co wykazały ankiety przeprowadzone przez MKiŚ i URE. Sama ocena funkcjonowania rynku mocy została przyjęta przez Radę Ministrów 18 lutego br. i przekazana do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po 2030 r. w MKiŚ trwają obecnie prace nad przygotowaniem zestawu rozwiązań, których celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej niezależnie od warunków atmosferycznych, przy jednoczesnym zapewnieniu elastyczności systemu elektroenergetycznego. Celem rozwiązań będzie zapewnienie nie tylko dostępności wystarczającej ilości zasobów do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, ale również zapewnienie zdolności jednostek do szybkiego reagowania na zmiany produkcji energii elektrycznej ze źródeł zależnych od pogody przy ograniczonych kosztach bilansowania systemu.

Dodatkowo, należy zauważyć, że spółki z udziałem Skarbu Państwa obecnie prowadzą procesy inwestycyjne budowy nowych, w tym gazowych jednostek wytwórczych, których zadaniem w systemie elektroenergetycznym będzie m.in. częściowe zastąpienie zamykanych węglowych jednostek wytwórczych.

¹ https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/PRSP_2025_2034_dokument_glowny_2024_12_20.pdf/55b0f905-3dd9-4e7e-b33a-78694e893928

Ponadto, morskie farmy wiatrowe również pomogą ustabilizować pracę krajowej sieci elektroenergetycznej, zapewniając większą stabilność wytwarzania energii w porównaniu z innymi typami instalacji odnawialnych źródeł energii, takimi jak fotowoltaika czy lądowe farmy wiatrowe. Celem strategicznym jest osiągnięcie mocy zainstalowanej w tej technologii na poziomie 5,9 GW do 2030 r. i ok. 18 GW do 2040 r.

Obecnie w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej realizowanych jest dziewiętnaście projektów morskich farm wiatrowych, dla których wydano pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń dla morskich farm wiatrowych czyli tzw. pozwoleń lokalizacyjnych (PSZW):

- siedem w ramach I fazy systemu wsparcia (Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał już pozytywne decyzje sprawie przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych);
- dwanaście w ramach II fazy systemu wsparcia (prawo do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych będzie przyznawane w ramach przeprowadzonych aukcji).

Z wyrazami szacunku

Z up. Ministra

Miłosz Motyka
Podsekretarz Stanu
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
/ – podpisany cyfrowo/

Do wiadomości

Departament Spraw Parlamentarnych w KPRM