



DSA-WPE.050.8.2025.EMD
3905069.15741183.12665750
Warszawa, 07-08-2025

Pan Szymon Hołownia

Marszałek Sejmu RP

Szanowny Panie Marszałku,

Uprzejmie przekazuję odpowiedź na interpelację Państwa Posłów Jarosława Sachajki oraz Anny Gembickiej z dnia 17.07.2025 r. o numerze K10INT10934 w sprawie ryzykownej i kosztownej transformacji energetycznej Polski, opartej w dużej części na źródłach odnawialnych, bez równoległego rozwoju stabilnych źródeł energii.

1. Czy rząd dysponuje harmonogramem rozbudowy stabilnych źródeł energii, które umożliwią bezpieczne funkcjonowanie systemu przy 50% i więcej OZE?

Minister właściwy ds. energii jest świadom wyzwań wiążących się z coraz większym udziałem OZE w systemie elektroenergetycznym w Polsce. Sprawuje on nadzór nad funkcjonowaniem całego systemu elektroenergetycznego oraz prowadzi monitoring w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Podejmuje szereg inicjatyw mających na celu transformację systemu elektroenergetycznego przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa jego pracy i akceptowalnych cen energii elektrycznej.

Jednym z przykładów mechanizmów wspierających te cele jest rynek mocy, który jest mechanizmem pomocy publicznej zatwierdzonym przez KE¹. Ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce. Odbywa się to przez wynagradzanie uczestników rynku (jednostki wytwórcze, odpowiedź odbioru (DSR), magazyny energii) za ich pozostawanie w gotowości do dostarczania mocy i zapewnienie dostaw energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego w okresach przewidywanych problemów z pokryciem zapotrzebowania na moc w systemie.

Dodatkowo elementem wspierającym stabilną pracę systemu elektroenergetycznego jest rynek bilansujący oraz rynek usług bilansujących. Od 14.06.2025 r. wszedł w życie II etap reformy rynku bilansującego i od tego momentu usługi bilansujące są nabywane na zasadach rynkowych. Pozwala to

¹ Decyzja z dnia 7 lutego 2018 r. nr. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism.

na odpowiednie wycenienie tych zasobów, które w największym stopniu zapewniają zbilansowanie popytu i podaży.

Sam proces rozbudowy jednostek wytwórczych odbywa się na zasadach rynkowych i jest wynikiem decyzji poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej.

Podmioty te indywidualnie podejmują decyzję o rozpoczęciu, kontynuowaniu i zakończeniu prowadzenia działalności gospodarczej. Wyżej wskazane segmenty rynku mogą stanowić jedno ze źródeł ich przychodów, ale nie determinują decyzji podmiotów rozwijających i utrzymujących dane źródła wytwórcze, w tym źródła o stabilnym profilu wytwarzania.

Dodatkowo uprzejmie informuję, że dane dot. planowanych mocy oraz przewidywanych terminów przyłączenia do KSE nowych jednostek wytwórczych, w tym mocy dyspozycyjnych (np. bloków gazowych, gazowo-parowych, biomasowych, magazynów energii) są dostępne w opracowanym przez PSE S.A. „Planie rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034”, który został w dn. 20.12.2024 r. uzgodniony z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki ([link](#)).

2. Ile energii w 2024 r. zostało fizycznie „wycięte” z sieci z powodu przeciążenia lub braku możliwości magazynowania nadwyżek z OZE?

Podmiotem odpowiedzialnym za bezpieczeństwo pracy sieci przesyłowej oraz bilansowanie handlowo techniczne Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej KSE) jest Operator Systemu Przesyłowego (dalej OSP). Realizując te zadania, OSP podejmuje niezbędne działania celem równoważenia podaży i popytu na energię elektryczną uwzględniając uwarunkowania pracy sieci, jednostek wytwórczych oraz wymagań dotyczących bezpieczeństwa pracy systemu. Jednym z takich działań jest właśnie mechanizm nierynkowego redysponowania jednostek OZE. OSP wydaje polecenia redysponowania nierynkowego instalacji OZE przyłączonych do sieci OSP lub wydaje polecenia operatorom systemów dystrybucyjnych (dalej OSD), aby dokonali redysponowania nierynkowego jednostek OZE w swojej sieci, gdy jest to niezbędne dla zapewnienia jego bezpiecznej pracy. Polecenia nierynkowego redysponowania mogą być również wydawane przez OSD do instalacji OZE przyłączonych do sieci OSD.

Należy podkreślić, że występowanie zjawiska nierynkowej redukcji nie jest pożądanym elementem funkcjonowania rynku energii elektrycznej, jednakże w obecnej sytuacji rynkowej stanowi ono nieodzowny element w procesie bilansowania i zapewnienia bezpiecznej pracy KSE.

Informacje dotyczące redysponowania nierynkowego są dostępne pod adresem: <https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe>. Dane analityczne o redysponowaniu nierynkowym są dostępne pod adresem <https://raporty.pse.pl>, w zakładce Funkcjonowanie KSE - Plan pracy KSE –Nierynkowe redysponowanie źródeł OZE. Należy jednak podkreślić, że dane o poleceniach redukcji OZE podlegają weryfikacji w trakcie procesu rozliczeń redysponowania nierynkowego OZE.

Jednocześnie warto zauważyć, że w ujęciu średnio- i długoterminowego planowania, opracowany został projekt aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 (dalej aKPEiK), który wskazuje

dążenie do maksymalnego zagospodarowanie nadwyżek wytwarzanej energii elektrycznej (np. poprzez DSR, autokonsumpcję, zmianę zachowań odbiorców, elektryfikację sektorów np. transportu lub rozwój wykorzystania magazynów energii elektrycznej i ciepła), dzięki czemu w przyszłości redysponowanie nierynkowe będzie miało ograniczony charakter.

3. Ile środków przeznaczono w 2024 r. na rozwój magazynów energii? Jakie są konkretne plany na 2025–2030 w tym zakresie?

W zakresie magazynowania planowany jest rozwój technologii bateryjnych magazynów energii i zwiększany udział innych technologii magazynowania, w tym wykorzystujących wodór i inne gazy zdekarbonizowane. Ponadto, elektryfikacja ciepłownictwa (z wykorzystaniem OZE) wiązać się będzie z rozwojem magazynów ciepła.

Zgodnie ze scenariuszem WAM do projektu aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 prognozowany jest wzrost mocy zainstalowanej w bateryjnych magazynach energii (wielkoskalowych i prosumenckich) do 2,7 GW, a w perspektywie do 2040 r. – do ok. 8,5 GW.

Dotychczas na rozwój magazynów energii elektrycznej przeznaczono ponad 6 mld PLN w ramach zarówno funduszy unijnych oraz krajowych. Krajowe programy służące realizacji tego celu finansowane są przede wszystkim w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności oraz z Funduszu Modernizacyjnego, a także programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat Środowisko (w przypadku tego ostatniego magazyny są finansowane jako dodatkowy element projektów). Poza programami wsparcia stricte dla magazynów powstają także programy, w których magazyny energii mogą być elementem projektu. Ich wartość wynosi ok. 22 mld PLN.

Dodatkowo, przekazuję informację o naborach w latach 2024 i 2025 r.:

- Magazyny energii elektrycznej i związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej - zakończony: 30.05.2025 r.
- G.1.1.3 Systemy magazynowania energii – w terminie 17.02.2025 r. - 14.03.2025 r.
- Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu (cz.1) w terminie: 22.04.2024 r. - 19.12.2024 r.
- Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu (cz. 2 - sektory transformacji energetycznej) - w terminie: 01.04.2025 r. – 31.12.2025 r.
- Digitalizacja sieci ciepłowniczych w terminie: 1.04.2025 r. - 31.12.2025 r.
- Wsparcie wykorzystania magazynów i innych urządzeń do stabilizacji sieci – program dla OSD – w terminie 1.07.2024 r. – 31.12.2025 r.
- Przemysł energochłonny – OZE - nabór zakończony: 20.12.2024 r.
- Przemysł energochłonny - poprawa efektywności energetycznej – zakończony: 14.08.2024 r.
- Energia dla wsi - w terminie: 03.02.2025 r. – 19.12.2025 r.
- OZE - źródło ciepła dla ciepłownictwa - nabór zakończony: 17.12.2024 r.
- Moja elektrownia wiatrowa - w terminie 17.06.2024 – 31.12.2028 r.
- G1.1.2 2 Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne – nabór zakończony 28.10.2024

4. Czy rząd rozważa czasowe zamrożenie dalszych przyłążeń wielkoskalowych OZE, zanim sieć zostanie rozbudowana?

Należy wskazać, że z uwagi na wymogi prowadzonej transformacji energetycznej i związanej z nią potrzeby rozwoju i integracji źródeł OZE przy równoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa nie rozważa się zamrożenia procesu przyłączania do sieci elektroenergetycznej wielkoskalowych projektów OZE.

Prowadzone prace skupiają się przede wszystkim na przeprowadzeniu kompleksowej reformy w zakresie procesu przyłączania do sieci elektroenergetycznej. Rozwiązania w tym zakresie zostały przygotowane i przedstawione w procedowanym obecnie projekcie ustawy o zmianie ustawy prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC84).

W projekcie proponuje się wprowadzenie szeregu zmian dotyczących rozwiązań upraszczających proces przyłączeniowy, optymalizujących wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej i zwiększających liczbę obiektów możliwych do przyłączenia do sieci elektroenergetycznych – w szczególności OZE oraz magazynów energii.

Dodatkowo proponowane są rozwiązania mające na celu usprawnienie procesu planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej i czasu przyłączenia a także rozwiązania zwiększające transparentność procesu przyłączeniowego.

Oprócz projektu UC84, należy zwrócić uwagę na uchwaloną w dniu 25 lipca 2025 r. ustawę deregulacyjną – ustawa z dnia 25 lipca 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki. W ustawie zawarto rozwiązanie pozwalające na lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej przez rozszerzenie formuły cable-poolingu. Propozycja ta pozwoli na przyłączenie m.in. nowych źródeł energii oraz magazynów energii, a co za tym idzie usprawni transformację energetyczną i rozwój OZE w Polsce.

5. Ile razy w latach 2023–2024 Polska była zmuszona do importu energii z zagranicy z powodu braku produkcji w kraju, mimo dużych mocy zainstalowanych w OZE?

Należy wskazać, że wymiana międzysystemowa energii elektrycznej podlega zasadom rynkowym i import energii elektrycznej do Polski z sąsiedniego obszaru wynika z różnicy cen pomiędzy sąsiednimi obszarami rynkowymi. Kierunek i wolumen wymiany międzysystemowej są wynikiem umów zawieranych pomiędzy uczestnikami rynku oraz dostępności infrastruktury przesyłowej.

W 2023 r. bilans wymiany energii elektrycznej wyniósł 3 890 GWh (eksport 11 293

GWh; import 15 183 GWh), natomiast w 2024 r. wielkości te wyniosły: bilans wymiany 1 966 GWh (eksport 13 246 GWh; import 15 212 GWh). Przedstawione

dane pochodzą z raportów rocznych PSE S.A.² i przedstawiają przepływy fizyczne energii elektrycznej z i do systemów sąsiadujących, tj. Niemiec, Czech, Słowacji, Ukrainy, Litwy i Szwecji, z którymi Polska ma funkcjonujące elektroenergetyczne połączenia transgraniczne.

Z tych danych wynika, że przepływy energii elektrycznej mają miejsce w obu kierunkach ze wszystkimi państwami sąsiadującymi, z przewagą importu w bilansie całkowitym. Wartości przepływów fizycznych zawierają zarówno przepływy energii elektrycznej wynikające z handlu, jak i przepływy będące pomocą międzyoperatorską.

6. Czy prawdą jest, że koszt utrzymania rezerwy węglowej i gazowej pomimo rozwoju OZE rośnie z roku na rok, ponieważ te źródła muszą być utrzymywane w gotowości, ale coraz rzadziej pracują?

Wraz ze wzrostem produkcji energii elektrycznej z OZE rośnie koszt zapewnienia zbilansowania popytu i podaży. Rynek bilansujący (a w jego ramach również rynek usług bilansujących) jest miejscem, gdzie dokonywane jest bilansowanie systemu elektroenergetycznego na zasadach rynkowych. Osobno rekompensacie podlega nierynkowe redysponowanie OZE. Koszt obu mechanizmów bilansowania, jak również innych usług systemowych, jest przenoszony w opłacie jakościowej. Kolejnym obszarem, który jest na początkowym etapie rozwoju, ale również będzie służył bezpiecznej pracy systemu, są usługi elastyczności. Dzięki ich nabywaniu operatorzy systemów dystrybucyjnych będą nabywać elastyczność niezbędną do zapewnienia bezpiecznej pracy ich systemów. Usługi elastyczności są realizowane przez odpowiedź odbioru oraz magazyny energii (np. bateryjne lub elektrownie szczytowo-pompowe).

Należy jednak podkreślić, że wraz ze zwiększaniem udziału OZE, koszt wytworzenia energii elektrycznej w Polsce będzie spadał, ponieważ w większym stopniu będzie niezależny od kosztów uprawnień do emisji CO₂. Tym samym dążymy do obniżenia całkowitych kosztów dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych zmierzając w kierunku niskoemisyjnym.

Zgodnie z analizami prognostycznymi do scenariusza WAM do projektu aKPEiK, od 2030 r. ma nastąpić redukcja kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Prognozowany koszt w 2030 to ok. 141,7 EUR (ok. 610,14 PLN) za MWh, zaś w 2040 r. ma on osiągnąć poziom ok. 110,3 EUR (ok. 475,34 PLN) za MWh.

7. Czy rząd zamierza przeprowadzić audyt kosztów transformacji w ujęciu systemowym – łącznie dla OZE, sieci, rezerw i kosztów ETS – i przedstawić społeczeństwu pełną, transparentną ocenę skutków finansowych polityki klimatycznej?

² PSE SA., Raport roczny za 2023 r. z funkcjonowania KSE, [https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023#t6_1;\(rok2023\)](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023#t6_1;(rok2023)), [dostęp 29.07.2025 r].

PSE SA., Raport roczny za 2024 r. z funkcjonowania KSE, [https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2024#r6_1 \(rok 2024\)](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2024#r6_1 (rok 2024)), [dostęp 29.07.2025 r].

W odniesieniu do kosztów inwestycyjnych przeprowadzenia transformacji energetycznej, projekt aKPEiK przedstawia informacje w dwóch scenariuszach WEM i WAM. Najnowsza prezentacja na temat aKPEiK jest dostępna na stronie Ministerstwa Klimatu i Środowiska ([link](#)). Scenariusz WEM (Załącznik 2 do aKPEiK) przedstawia potrzeby inwestycyjne związane z transformacją energetyczną Polski, bazując na analizie obecnych polityk i środków. Scenariusz WAM (Załącznik 1 do aKPEiK) zakłada bardziej ambitne (aktywne) podejście do transformacji energetycznej Polski w porównaniu ze scenariuszem WEM. Wymaga on większych nakładów inwestycyjnych w różnych sektorach gospodarki, aby zrealizować dodatkowe polityki i środki mające na celu głębszą redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenie efektywności energetycznej.

W scenariuszu WAM całkowite nakłady inwestycyjne w okresie 2021–2040 są wyższe o około 16% w porównaniu do scenariusza WEM. Łączne inwestycje w scenariuszu WAM wynoszą około 3.643 miliardów PLN, podczas gdy w scenariuszu WEM jest to około 3.132 miliardów PLN. Największe różnice w nakładach inwestycyjnych występują w sektorach energetycznym, w zakresie produkcji (24%), górnictwie (76%), sektorze ciepłowniczym w zakresie produkcji ciepła (42%) oraz usługach (31%). Scenariusze nie różnią się znacząco w zakresie szacowanych nakładów w sektorze rafineryjnym. Szczegółowe informacje na ten temat są zawarte w Załączniku 5 pn. Finansowanie Transformacji Klimatyczno-Energetycznej.

8. Jakie są potencjalnie możliwe lokalizacje elektrowni szczytowo-pompowych?

Jak wspomniano wyżej, dla realizacji funkcji elastyczności wśród stosowanych w Polsce technologii dominują elektrownie szczytowo-pompowe – na które przypada największy udział w zainstalowanej mocy magazynowej, sięgający 85% oraz baterie elektrochemiczne.

W odniesieniu do lokalizacji elektrowni szczytowo-pompowych wyjaśniam, że oprócz rozpoczętej już przez Spółkę PGE Inwest budowy elektrowni szczytowo-pompowej „Młoty” (750 MW), zgodnie z założeniami aKPEiK, rozważane są inne potencjalne lokalizacje elektrowni szczytowo-pompowych: Tolkmicko (Spółka z grupy PKN ORLEN S.A., 1040 MW po 2035 r.), Rożnów II (Spółka z Grupy TAURON S.A. - 700 MW po 2035 r.) oraz w 7 innych: Sobel/Sobol – 1000 MW, Niewiastka – 1000 MW, Pilchowice III – 612 MW, Smolniki – 200 MW, Włocławek – 100 MW, Bełchatów – 1000 MW, Chojna – 5.6 MW).

Z wyrazami szacunku

Miłosz Motyka
Minister Energii
/ – podpisany cyfrowo/

Do wiadomości:

Pani Rita Kameduła-Tomaszewska, Dyrektor Departamentu Spraw Parlamentarnych
w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów