Minister
Klimatu i Środowiska

DEL-WRE.050.10.2025.PK
3697161.14782798.12039248
Warszawa, 24-04-2025

Pani
Małgorzata Kidawa-Błońska
Marszałek Senatu RP

Szanowna Pani Marszałek,

w odpowiedzi na oświadczenie senatorskie Pana Kazimierza Kleiny złożone 7 marca 2025 r. w sprawie wyłączania instalacji fotowoltaicznych w okresie letnim i poprawy efektywności systemu elektroenergetycznego, BPS/043-29-709/25, przekazuję następujące informacje.

W zakresie prośby o udzielenie informacji dot.:

- ***skali zjawiska wyłączeń w latach 2020–2024 w podziale na poszczególnych operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) – liczba wyłączeń oraz ich wielkość w rozbiciu na grupy operatorów, w tym indywidualnych prosumentów i większych wytwórców energii;***
- ***przyczyn wyłączeń – zarówno po stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), jak i OSD,***

przedstawiam poniższe wyjaśnienia przygotowane na podstawie informacji pozyskanych od operatora systemu przesyłowego (dalej OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (dalej OSD). Zaznaczyć należy, że szczegółowe dane dotyczące skali wyłączeń oraz przyczyn wyłączeń instalacji fotowoltaicznych na bieżąco posiadają jedynie operatorzy, ponieważ jest to obszar ich bieżącej działalności.

W poniższej tabeli zaprezentowano wielkości charakteryzujące skalę nierynkowego redysponowania źródeł fotowoltaicznych (PV), wynikającego z poleceń wydanych przez OSP w latach 2020-2024:

Rok	Liczba dni, w których wydano polecenia nierynkowego redysponowania PV	Szacowany wolumen redukcji PV na polecenie wydane przez OSP (GWh)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0	0
2023	4	41
2024	68	597

Należy podkreślić, że OSP nie wydaje bezpośrednich poleceń dla poszczególnych wytwórców przyłączonych do sieci OSD. OSP wydaje polecenia do instalacji przyłączonych do sieci przesyłowej oraz przekazuje zbiorcze polecenia do OSD w zakresie potrzeb redukcji instalacji w sieciach OSD, które zawierają parametry redukcji, m.in. rodzaj źródeł podlegających redukcji oraz obszar sieci, na którym źródła podlegają redukcji. W oparciu o te dane OSD wydają indywidualne polecenia redukcji poszczególnym wytwórcom. W związku z powyższym w tabeli przedstawiono informacje zbiorcze dotyczące liczby dni oraz szacowane wolumeny redysponowania nierynkowego dla wszystkich instalacji PV przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznej (dalej KSE).

Przyczyny wydawania poleceń nierynkowego redysponowania OZE przez OSP

W KSE funkcjonuje obecnie już ponad 32 GW odnawialnych źródeł energii (dalej OZE), w tym ponad 21 GW w instalacjach fotowoltaicznych (dalej PV) oraz niemal 11 GW w instalacjach

farm wiatrowych (dalej FW). W perspektywie do 2030 r. moc zainstalowana źródeł OZE może wzrosnąć do ok. 70 GW, co wynika z wydanych już warunków przyłączenia źródeł OZE do KSE. Jednocześnie prognozowane dla 2030 r. zapotrzebowanie szczytowe na moc w KSE to ok. 29 GW.

Ponad 90% mocy źródeł OZE jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na poziomach napięć od niskich (dalej nN), poprzez średnie (dalej SN) do wysokich (dalej WN). Rosnące wolumeny wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach przyłączonych do sieci dystrybucyjnych zmienia charakter pracy tych sieci z pasywnego, tzn. opartego o pobieranie mocy z sieci najwyższych napięć (dalej NN), na aktywny, tzn. uwzględniającego również wprowadzanie mocy z sieci dystrybucyjnych do sieci przesyłowej. Stanowi to istotny czynnik, poprzez który praca sieci dystrybucyjnych wpływa bezpośrednio na bezpieczeństwo pracy KSE, zarówno w wymiarze bilansowania podaży energii elektrycznej z popytem na tę energię (bilansowanie systemu), jak i w wymiarze rozpływów mocy czynnej oraz poziomów napięć w sieci (zarządzanie ograniczeniami systemowymi). Ma to miejsce przede wszystkim w okresach dużych wolumenów wytwarzania energii elektrycznej z OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnych.

Postępujący przyrost mocy OZE w KSE powoduje, że coraz częściej dochodzi do szybkich zmian podaży energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł OZE. Jednocześnie, bezpieczna praca KSE wymaga pracy określonej liczby sterowalnych i dyspozycyjnych jednostek wytwórczych pracujących niezależnie od warunków pogodowych. W rezultacie, wytwarzanie energii elektrycznej w jednostkach OZE oraz w jednostkach konwencjonalnych okresowo może przewyższać zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowych odbiorców i jej eksport do innych państw. Skutkiem tego jest niezbilansowanie KSE, które w przypadku jego niewyeliminowania zakłóciłoby bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. Takie niezbilansowanie może to doprowadzić do niekontrolowanych wyłączeń elementów systemu – stacji, linii elektroenergetycznych, źródeł wytwórczych lub odbiorów energii elektrycznej, czego konsekwencją mogą być awarie skutkujące przerwami w dostawach energii elektrycznej. Dlatego planując pracę KSE na każdy kolejny dzień, OSP weryfikuje bilans mocy KSE pod kątem jego zrównoważenia i dostosowuje pracę źródeł wytwórczych do zużycia energii elektrycznej tak, aby w KSE ciągle panowała równowaga pomiędzy wytwarzaniem oraz zużyciem energii elektrycznej.

W warunkach funkcjonowania rynku energii elektrycznej, w okresach nadwyżki podaży energii elektrycznej ponad popyt, podstawowym środkiem równoważenia bilansu powinny być środki rynkowe, tj. zasoby dostępne na rynku bilansującym (dalej RB). RB jest to administrowany przez OSP segment rynku służący do ostatecznego równoważenia podaży i popytu na energię elektryczną. Obecnie tymi zasobami są przede wszystkim jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (dalej JWCD), które są źródłami dyspozycyjnymi i sterowalnymi przez OSP. W praktyce JWCD to głównie źródła wytwórcze konwencjonalne, o dużych mocach zainstalowanych, zlokalizowane w elektrowniach systemowych. OSP dysponuje nimi w całym zakresie potencjału wytwarzania energii elektrycznej, odpowiednio do ich możliwości technicznych. Oprócz JWCD w systemie pracują także źródła, które nie są centralnie dysponowane (dalej nJWCD). Znaczna ich część, poza źródłami OZE typu PV i FW, wytwarza energię elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła. Z reguły są to elektrociepłownie oraz elektrownie przemysłowe, które przede wszystkim wytwarzają ciepło technologiczne na potrzeby sieci ciepłowniczych w miastach lub zakładach przemysłowych, a dodatkowo energię elektryczną. Praca tych jednostek jest więc podyktowana względami ciepłowniczymi, stąd mają one ograniczony potencjał w zakresie bilansowania KSE.

W przypadku, gdy środki rynkowe są niewystarczające do zbilansowania KSE, OSP stosuje środki interwencyjne bilansowania KSE. Jednym z nich jest nierynkowe redysponowanie źródeł OZE. Polega ono na zmniejszaniu generacji tych źródeł do poziomu określonego przez OSP poziomu. Spośród dostępnych dla OSP środków interwencyjnych, redysponowanie

nierynkowe jest środkiem „ostatniej szansy" (ang. „last resort") i jest stosowane przez operatora w sytuacji, w której operator wykorzystał wszystkie inne możliwe sposoby zbilansowania pracy KSE takie jak: zmniejszenie wytwarzania energii elektrycznej w krajowych elektrowniach systemowych czy międzyoperatorski eksport nadwyżek energii elektrycznej do sąsiednich systemów. Na zakres stosowania nierynkowego redysponowania ma wpływ bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej oraz wymagany czas reakcji instalacji OZE do zaniżenia generacji energii elektrycznej. W praktyce, redysponowanie nierynkowe jest stosowane w okresach wysokiego potencjału produkcji energii elektrycznej przez źródła OZE, w związku ze sprzyjającymi warunkami pogodowymi, przy jednocześnie niskim zapotrzebowaniu na energię elektryczną ze strony odbiorców.

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[1] (dalej rozporządzenie 2019/943) oraz art. 9c ust. 7a ustawy - Prawo energetyczne[2] (dalej UPE).

Skala stosowania tego środka powinna maleć wraz z rozwojem środków rynkowych oraz zwiększenia współpracy instalacji OZE z magazynami energii (w tym instalacji hybrydowych), a przede wszystkim wskutek zwiększania elastyczności KSE, w szczególności poprzez rozwój możliwości zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej w wyniku odpowiedniego kształtowania zużycia energii elektrycznej oraz rozwoju magazynowania energii.

OSP dokonuje również redysponowania nierynkowego źródeł OZE ze względów sieciowych. Potrzeba takiego redysponowania wynika z lokalnych uwarunkowań pracy sieci i konieczności zapewnienia bezpiecznej jej pracy przy braku rozwiązań alternatywnych, np. w sytuacjach identyfikowanych przeciążeń elementów sieciowych, w przypadku wyłączeń awaryjnych elementów sieci czy konieczności realizacji prac planowych w sieci.

Przyczyny wyłączeń mikroinstalacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnych

W zakresie funkcjonowania mikroinstalacji od kilku lat obserwujemy dynamiczny wzrost liczby i mocy mikroinstalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnych. W zdecydowanej większości są to instalacje PV, z czego dominującą większość stanowią mikroinstalacje prosumenckie przyłączone do sieci na podstawie zgłoszenia, czyli bez możliwości oddziaływania w tym zakresie przez OSD. Są to istotne ułatwienia proceduralne związane z możliwością przyłączenia generacji prosumenckiej do sieci niskich napięć, bez konieczności uzyskania warunków przyłączenia od OSD. Zgodnie z UPE przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej są zobowiązane do przyłączenia do sieci każdej zgłoszonej mikroinstalacji prosumenckiej w terminie 30 dni od poprawnie dokonanego zgłoszenia.

Znaczącą skalę przyrostu przyłączonych przez OSD mikroinstalacji odzwierciedlają poniższe liczby: od początku 2019 r. do końca stycznia 2025 r. liczba przyłączeń uległa ponad 28-krotnemu (o 2753%), wzrostowi, przy jednoczesnym ponad 37-krotnym wzroście mocy zainstalowanych. Na koniec stycznia 2025 r. liczba wszystkich mikroinstalacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnych OSD wyniosła ponad 1 milion 547 tysięcy, a ich moc ponad 12,7 GW. Na wysokim, stale rosnącym poziomie, utrzymuje się także średnia moc jednostkowa przyłączanych do sieci mikroinstalacji (średnia moc przyłączonej mikroinstalacji w 2024 roku wyniosła 10,29 kW, przy średniej 6,68 kW w roku 2020). Widoczny od kilku lat trend wskazuje na zainteresowanie prosumentów przyłączaniem instalacji o rosnącej mocy, co skutkuje brakiem możliwości autokonsumpcji wyprodukowanej energii elektrycznej i świadczyć może o coraz większym przewymiarowaniu mikroinstalacji.

[1] Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943[1] z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
[2] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 2024 r. poz. 266 z późn. zm.).

W przypadku koncentracji wielu mikroinstalacji przyłączonych do jednej linii elektroenergetycznej pojawiają się problemy z dotrzymaniem parametrów poziomu napięcia, co jest spowodowane zbyt dużą ilością produkowanej energii elektrycznej w stosunku do konsumpcji energii elektrycznej w danym miejscu sieci. W takich przypadkach następuje uruchomienie automatyki inwertera mikroinstalacji skutkujące wyłączeniem mikroinstalacji na czas ponownej stabilizacji poziomu napięcia w danym obwodzie (spadku napięcia do wartości bezpiecznych przewidzianych w odpowiednich przepisach). Należy w tym miejscu podkreślić, że przyczyny problemów napięciowych najczęściej nie leżą po stronie sieci elektroenergetycznej, ale wynikają z nieprawidłowego doboru mocy mikroinstalacji (przewymiarowanie mocy) do rzeczywistego zapotrzebowania na energię elektryczną przez prosumentów oraz braku autokonsumpcji energii w miejscu i momencie jej wytworzenia. Zmniejszeniem tego problemu w przypadku prosumentów może być zastosowanie odpowiednio dobranych oraz odpowiednio zaprogramowanych prosumenckich magazynów energii.

OSD modernizują istniejące oraz budują nowe sieci elektroenergetyczne, tak aby sprostać wyzwaniom transformacji energetycznej i zwiększeniu udziału mocy z OZE w systemie. Jednak wartości mocy zainstalowanych w mikroinstalacjach oraz stale rosnąca ich liczba oraz moc, w miejscach o których OSD dowiadują się już po wybudowaniu mikroinstalacji (zgodnie z zasadami przyłączenia na zgłoszenie), powodują, że lawinowo rosną potrzeby przebudowy sieci, nawet tych nowych, wybudowanych w ostatnich latach, a z tym również koszty tych działań. W tym zakresie pojawiają się również problemy z dostępnością rozwiązań technicznych w sieciach nN, które byłyby w stanie od strony technicznej przetransportować takie ilości energii. Kolejną kwestią jest brak uzasadnienia do tak dużego przewymiarowania parametrów technicznych sieci nN, a w tym do ponoszenia tak dużych kosztów i obciążania nimi odbiorców energii poprzez system taryf. Wydaje się, że zdecydowanie lepszym i tańszym rozwiązaniem jest zwiększenie autokonsumpcji przez właścicieli mikroinstalacji, tj. prosumentów.

Ze strony operatorów sieci podejmowane są również działania edukacyjne i informacyjne, dotyczące wpływu dużej liczby mikroinstalacji na pracę sieci i wskazujące w jaki sposób prosument może zapobiegać automatycznym włączeniom mikroinstalacji poprzez:

- właściwe zwymiarowanie mocy zainstalowanej mikroinstalacji odpowiednio do potrzeb odbiorcy i jego zużycia;
- odpowiednie dopasowanie godzin zużycia energii elektrycznej do jej szczytowej generacji, zwłaszcza w miesiącach dużego nasłonecznienia;
- efektywne wykorzystanie środków zgromadzonych na koncie prosumenckim tzn. autokonsumpcja w godzinach szczytowego wytwarzania oraz pobór energii w strefach pozaszczytowych (niższe ceny i stawki);
- przeprowadzenie sprawdzenia zainstalowanej mikroinstalacji pod kątem właściwego doboru mocy i odpowiednich nastaw sterownika, czy też rozbudowy zainstalowanego systemu fotowoltaicznego, np. o układ sekwencyjnego załączania mocy i poszczególnych grup paneli fotowoltaicznych w zależności od rzeczywistego poziomu napięcia w sieci, pobór energii np. na cele ogrzewania/klimatyzacji w momentach największej produkcji przy braku autokonsumpcji;
- aktywowanie trybu regulacji mocy biernej w funkcji zmian napięcia, pozwalającego na stabilizację poziomu napięcia (jeśli falownik posiada taką funkcję) oraz trybu regulacji mocy czynnej w funkcji zmian napięcia;
- weryfikację, czy nie występują problemy napięciowe w wewnętrznej instalacji odbiorcy;
- zastosowanie magazynów energii.

Należy podkreślić jednak, że na obecnym etapie budowy mikroinstalacji w Polsce, w większości przypadków mikroinstalacje współpracują z siecią nN bez zakłóceń i bez

negatywnego wpływu na jej parametry. Jednakże mając na uwadze dalszy wzrost liczby mikroinstalacji, sytuacje w których występują problemy wynikające dużej liczby mikroinstalacji i innych źródeł rozproszonych w sieci nN, mogą przybierać na sile. Ryzyko występowania problemów ze współpracą mikroinstalacji z siecią elektroenergetyczną wzrasta w przypadku pojedynczego lub łącznego występowania następujących warunków:

- dużej liczby i mocy mikroinstalacji w obszarze zasilanym z jednej stacji SN/nN;
- dużej odległości mikroinstalacji od stacji zasilającej SN/nN;
- małego zapotrzebowania na energię w sieciach nN, w których przyłączone są mikroinstalacje, w okresach największej zdolności wytwórczej (godziny największego nasłonecznienia);
- rozbudowy istniejącej mikroinstalacji przez jego właściciela bez poinformowania OSD.

Jak wskazano powyżej, wyłączenia mikroinstalacji odbywają się w sposób automatyczny, a jest to realizowane poprzez falownik samej mikroinstalacji – dzieje się to bez wiedzy OSD. Dlatego też nie ma danych dotyczących zakresu tych wyłączeń w skali kraju – są to informacje będące tylko w posiadaniu poszczególnych prosumentów, do których OSD nie mają dostępu, a zatem nie jest możliwe przekazanie informacji w tym zakresie.

W zakresie prośby o udzielenie informacji dotyczących:

- ***regulacji odnoszących się do opłat, które są niekorzystne dla właścicieli instalacji PV;***
- ***uwzględnienia w programach inwestycyjnych finansowanych ze środków KPO i BGK wskaźnika efektywności w postaci liczby wyłączeń dla poszczególnych OSD;***
- ***efektywności angażowania środków publicznych w rozwój systemów PV w kontekście problemu wyłączeń,***

należy przede wszystkim zwrócić uwagę, że profesjonalne podmioty prowadząc inwestycje w instalacje PV powinny uwzględniać w swoich planach inwestycyjnych rozwój rynku oraz jego ograniczenia techniczne.

Wszystkie mechanizmy wsparcia, zarówno operacyjne, jak i inwestycyjne, takie jak kontrakty różnicowe, dotacje, ulgi podatkowe czy programy finansowania, mają na celu zwiększenie atrakcyjności inwestycji w instalacje PV. Efektywność tych inwestycji można mierzyć poprzez osiągnięcie wymaganych celów przy zakładanym zwrocie z inwestycji dla inwestora oraz stopniu wykorzystania dostępnych środków publicznych. Kluczowym zagadnieniem pozostaje kwestia, aby systemy wsparcia były dobrze zaprojektowane i dostosowane do potrzeb rynku, co pozwoli na maksymalizację korzyści płynących z inwestycji w PV zarówno dla inwestora jak i dla systemu elektroenergetycznego.

Dodatkowo należy podkreślić, że wyłączenia instalacji PV mogą wynikać z różnych przyczyn. Takimi przyczynami mogą być np. awarie falowników, uszkodzenia paneli słonecznych, zakłócenia elektryczne czy ograniczenia wynikające z bezpieczeństwa pracy sieci. Wszystkie te czynniki należy zakwalifikować jako ryzyko biznesowe, które powinno być uwzględniane przez inwestora na etapie planowania inwestycji, oceny jej efektywności i późniejszego jej utrzymania. Dlatego ważne jest, aby inwestorzy byli świadomi tego ryzyka i podejmowali odpowiednie działania. Takimi działaniami oprócz regularnych przeglądów i konserwacji systemów, powinno być zawieranie kontraktów uwzględniających nierynkowe redysponowanie, a w przypadku wyłączeń instalacji prosumenckich, zgłoszenie problemu do lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego.

Jak wskazano powyżej, efektywność angażowania środków publicznych w rozwój instalacji PV, mierzona przez ilość energii elektrycznej wytworzonej przez instalacje PV, które uzyskały pomoc publiczną, zależy zarówno od dobrze zaprojektowanych systemów wsparcia jak również świadomości inwestorów dotyczącej ryzyk biznesowych. Inwestorzy muszą uwzględniać rozwój rynku oraz ograniczenia techniczne, aby maksymalizować efektywność swoich inwestycji.

MKiŚ identyfikuje zagrożenia płynące z problemu wyłączeń dużych instalacji spowodowanych przez nierynkowe redysponowanie oraz instalacji prosumenckich z powodu wzrostu napięcia w sieci. Jak już wspomniano w odpowiedzi na wcześniejsze pytania, rozwiązaniem tego problemu jest modernizacja sieci oraz zagospodarowanie nadwyżek produkcji z PV w godzinach szczytowych, kiedy system elektroenergetyczny nie może ich odebrać np. poprzez integrację sektorową (tzw. sector coupling), ładowarki pojazdów elektrycznych, lub elektrolizery. Ww. możliwości są wprowadzone stopniowo, w związku z czym obecnie borykamy się nie tylko z nierynkowym redysponowaniem, ale również niekorzystnym profilem cenowym, w konsekwencji czego, część wytwórców, którzy wygrali aukcję wstrzymało inwestycje.

Tak zwany koszt profilu polega na tym, że w okresie od marca do października cena sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej z instalacji PV jest znacznie niższa niż cena rozliczeniowa dzienna, na podstawie której rozliczane jest ujemne saldo wypłacane wytwórcom w ramach kontraktu różnicowego. Problem ten jest szczególnie dotkliwy dla wytwórców energii z instalacji PV, ponieważ nasycenie systemu elektroenergetycznego energią wyprodukowaną z tych instalacji wpływa na ceny energii elektrycznej w godzinach, kiedy instalacje te produkują energię elektryczną z największą mocą. Obecna sytuacja spowodowała, że część inwestorów wstrzymała lub rozważa wstrzymanie budowy instalacji PV, które wygrały aukcję, oczekując na zmianę tej niekorzystnej dla nich sytuacji.

Dla złagodzenia negatywnych efektów profilu cenowego MKiŚ przygotowało przepisy, które mają na celu rozwiązanie problemu, który dotyczy wytwórców energii z farm PV. Stosowne zmiany zostały wpisane do projektu UD89[3], który w dniu 21 marca br. został przyjęty przez Radę Ministrów i przekazany do rozpatrzenia przez Sejm. MKiŚ zaproponowało możliwość bardziej korzystnego rozliczenia ujemnego salda dla podmiotów, które zdecydują się ograniczyć moc maksymalną wprowadzaną do sieci względem mocy zainstalowanej. Z tej możliwości będą mogli skorzystać wytwórcy energii elektrycznej z OZE, którzy wygrali aukcję i wykorzystują do produkcji energii wyłącznie energię promieniowania słonecznego. Skorzystanie z tej opcji jest całkowicie dobrowolne, a podmioty, które się na to nie zdecydują, będą rozliczać ujemne saldo na dotychczasowych zasadach. Głównym celem wprowadzenia tych przepisów jest ustabilizowanie systemu elektroenergetycznego w godzinach, w których przypada najwyższa produkcja energii z instalacji PV. Ograniczenie mocy wprowadzanej do sieci przez instalacje PV korzystające z nowego systemu rozliczeń powinno zmniejszyć częstość i zakres nierynkowego redysponowania instalacji OZE, co przyniesie korzyści wszystkim odbiorcom energii, którzy pośrednio ponoszą dzisiaj koszty tych niezbędnych działań operatorskich.

Możliwość rozliczania ujemnego salda na nowych zasadach jest ograniczona czasowo. Podmiot, który złoży stosowny wniosek, będzie uprawniony do rozliczenia ujemnego salda przez okres 12 miesięcy, jednak nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2027 r. Wniosek można złożyć powtórnie przed dniem 31 grudnia 2027 r. Dodatkowo, wytwórcy, którzy skorzystają z nowych zasad, nie będą mogli uwzględniać wolumenu energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci w godzinach, dla których średnie ceny giełdowe były niższe niż 0 zł za 1 MWh.

W uzupełnieniu należy nadmienić, że od dnia 30 grudnia 2025 obowiązywać będą przepisy art. 26 rozporządzenia (UE) 2024/1735[4] znanego również jako Net Zero Industry Act (dalej NZIA), zgodnie z którymi w systemie aukcyjnym konieczne będzie uwzględnienie kryteriów pozacenowych. Dostosowując obowiązujące przepisy do nowych regulacji europejskich, rozważamy dopuszczenie do uczestnictwa w aukcjach OZE jedynie instalacji wyposażonych

[3] Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89).
[4] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735[4] z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724.

w magazyny energii oraz wprowadzenie systemu aukcji migracyjnych dla istniejących instalacji, które zdecydują się doposażyć w magazyny energii.

W zakresie instalacji prosumenckich należy wskazać na odejście w rozliczeniach od systemu net-metering polegającego na odbiorze określonej ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej na rzecz systemu net-billing opartego na wartości tej energii. System net-billing stanowi korzystne rozwiązanie zarówno dla systemu elektroenergetycznego, jak i samego prosumenta, przy założeniu, że będzie on dążył do jak najwyższej autokonsumpcji wytworzonej przez siebie energii elektrycznej.

Model ten nie tylko zachęca do optymalnego doboru mocy mikroinstalacji PV, ale również promuje dostosowanie generacji energii do rzeczywistego zapotrzebowania, co ma kluczowe znaczenie dla stabilności sieci elektroenergetycznej. Istotnym elementem tego systemu jest możliwość wykorzystania magazynów energii, które pozwalają na przechowywanie nadwyżek i ich wykorzystanie w godzinach większego zapotrzebowania lub wyższych cen rynkowych.

W systemie net-billing autokonsumpcja jest kluczowym czynnikiem optymalizacji kosztów dla prosumentów. Energia zużywana na miejscu pozwala uniknąć strat finansowych związanych z oddawaniem jej do sieci po niższych cenach oraz zmniejsza obciążenie infrastruktury elektroenergetycznej, co ogranicza ryzyko przeciążeń i wyłączeń instalacji.

Dodatkowe mechanizmy wsparcia, takie jak ulgi i zachęty finansowe na zakup urządzeń zwiększających autokonsumpcję (np. magazynów energii, pomp ciepła, ładowarek do pojazdów elektrycznych), stanowią istotny element strategii ograniczania wyłączeń mikroinstalacji.

Takie podejście poprawia bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej, zmniejszając ryzyko przeciążeń i awaryjnych wyłączeń mikroinstalacji. Dodatkowo, dzięki istniejącym mechanizmom wsparcia i inteligentnemu zarządzaniu energią, możliwe jest częściowe przesunięcie zapotrzebowania na energię na godziny pozaszczytowe, co pozytywnie wpływa na funkcjonowanie całego systemu.

Wspomniany już wcześniej projekt UD89 przewiduje istotne ułatwienia w zakresie instalowania magazynów energii przez prosumentów, co może znacząco poprawić stabilność sieci elektroenergetycznej i zmniejszyć liczbę wyłączeń mikroinstalacji. Nowe przepisy zakładają:

- możliwość instalacji magazynu energii o mocy do 2,2-krotności mocy mikroinstalacji, co pozwoli prosumentom efektywniej wykorzystywać nadwyżki energii;
- ograniczenie mocy oddawanej do sieci – łączna moc mikroinstalacji i magazynu nie będzie mogła przekroczyć mocy samej mikroinstalacji, co pozwoli na lepsze zarządzanie przepływami energii i zmniejszy ryzyko przeciążeń.

Dzięki tym rozwiązaniom prosumenci będą mogli gromadzić energię w okresach nadprodukcji i wykorzystywać ją wtedy, gdy zapotrzebowanie wzrasta, zamiast oddawać ją do sieci.

Rozwój systemów magazynowania energii to kluczowy element strategii ograniczania wyłączeń mikroinstalacji. W ramach programu „Mój Prąd" prosumenci mogą uzyskać dofinansowanie na zakup i instalację magazynów energii, co pozwala im na większą autokonsumpcję i zmniejszenie ilości energii oddawanej do sieci w godzinach jej największego obciążenia.

Dalsze rozszerzenie i udoskonalenie systemów wsparcia, w tym ułatwienie dostępu do środków na inwestycje w magazyny energii, znacząco przyczyni się do ograniczenia problemu wyłączania mikroinstalacji oraz poprawy stabilności sieci elektroenergetycznej.

W zakresie prośby o udzielenie informacji dotyczących **o*ceny przez ministerstwo zdolności bilansowania energii przez poszczególnych OSD*** należy wskazać, że zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt

9 UPE za bilansowanie systemu elektroenergetycznego, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw mocy, na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi jest odpowiedzialny OSP. Za nadzór na prawidłowym działaniem OSP opowiada organ regulacyjny, którym w Polsce jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, a jego kompetencje określa UPE, w tym art. 23 UPE. Szczegółowe zasady bilansowania KSE są zawarte w Warunkach dotyczących bilansowania, które zostały opracowane przez OSP na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195[5] i zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W zakresie prośby o udzielenie informacji dot.***: stopnia realizacji przez OSD zobowiązań wynikających z regulacji unijnych, w szczególności dyrektywy 2019/944 np. w zakresie strategii bilansowania***

Zakres odpowiedzialności OSD jest określony w UPE w art. 9c ust. 3. Przepisy prawa krajowego są zgodne z przepisami art. 31 dyrektywy (UE) 2019/944[6], który definiuje zadania OSD. Szczegółowe zasady działania OSD w kontekście pełnienia funkcji regulatora dla poszczególnych sieci dystrybucyjnych są opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (dalej IRiESD). OSD zgodnie z art. 9g ust. 1 UPE jest zobowiązany do opracowania IRiESD, które następnie jest zatwierdzane w drodze postępowania administracyjnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Biorąc pod uwagę powyższe wyjaśnienia można stwierdzić, że OSD realizuje zobowiązania wynikające z regulacji unijnych. Należy również podkreślić, że jak wskazano w odpowiedzi na powyższe pytanie OSD nie jest odpowiedzialny za bilansowanie KSE.

Z wyrazami szacunku

Z up. Ministra

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

Do wiadomości:
Departament Spraw Parlamentarnych w KPRM

[5] Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania.
[6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.