



Minister Energii

Miłosz Motyka

BM-I.053.82.2025.TŚ

Warszawa, 2025-09-24

Pan
Szymon Hołownia
Marszałek Sejmu RP

Szanowny Panie Marszałku,

w odpowiedzi na interpelację nr 11689 w sprawie uchyleń i nieprawidłowości dotyczących stosowania środka w postaci redysponowania nierynkowego odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE) przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., uprzejmie informuję co następuje:

1. Czym spowodowane jest tak częste, na tle całego kraju i w porównaniu do innych operatorów, stosowanie środka w postaci nierynkowego redysponowania odnawialnych źródeł energii, w szczególności farm fotowoltaicznych na terenie Enea Operator rejon poznański, skutkującym w znacznym stopniu wyłączeniami farm fotowoltaicznych?
2. Dlaczego przeważająca część kraju nie podlega stosowaniu środka w postaci nierynkowego redysponowania odnawialnych źródeł energii farm fotowoltaicznych?
3. Kto w rzeczywistości jest odpowiedzialny za kształt tego nierównomiernego, w skali kraju, nierynkowego redysponowania mocy odnawialnych źródeł energii farm fotowoltaicznych?

W krajowym systemie elektroenergetycznym (dalej: KSE) funkcjonuje obecnie już ponad 35 GW odnawialnych źródeł energii (dalej: OZE), w tym ponad 24 GW w instalacjach fotowoltaicznych (dalej: PV) oraz ponad 11 GW w instalacjach farm wiatrowych (dalej: FW). Ponad 90% mocy źródeł OZE jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, na poziomach napięć od niskich (nN), poprzez średnie (dalej: SN) do wysokich (WN). Rosnąca generacja w sieciach dystrybucyjnych zmienia charakter pracy tych sieci z pasywnego, tzn. pobierających moc z sieci najwyższych napięć (NN – sieć przesyłowa), na aktywny, tzn. wprowadzających moc z sieci dystrybucyjnych do sieci przesyłowej. Ma to miejsce przede wszystkim w okresach dużej generacji źródeł OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnych.

Podstawowym środkiem bilansowania systemu oraz dotrzymania ograniczeń systemowych powinny być mechanizmy rynkowe. Rynek energii elektrycznej funkcjonuje jednak według uproszczonych zasad, które nie uwzględniają wielu złożoności zjawisk fizycznych zachodzących w systemie elektroenergetycznym. Z tego powodu operatorzy systemu muszą podejmować działania uzupełniające transakcje handlowe zawierane na rynku, celem zbilansowania systemu lub dotrzymania ograniczeń systemowych. W warunkach krajowych są to obecnie głównie działania w zakresie bilansowania systemu.

KSE, jak każdy inny system elektroenergetyczny, musi być zbilansowany w każdej chwili czasowej. Jeżeli ilość energii produkowanej nie jest równa ilości energii zużywanej, to dochodzi do nieplanowych przepływów mocy w KSE i na połączeniach transgranicznych KSE. To z kolei może doprowadzić do niekontrolowanych wyłączeń elementów systemu, czego konsekwencją mogą być awarie skutkujące przerwami w dostawach energii elektrycznej. Dlatego planując pracę KSE na każdy kolejny dzień, operator systemu przesyłowego (dalej: 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.

Podstawowym środkiem wykorzystywanym w procesie bilansowania KSE są zasoby dostępne na rynku bilansującym. Obecnie tymi zasobami są przede wszystkim jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (dalej: JWCD), które są źródłami dyspozycyjnymi i sterowanymi przez OSP. W praktyce JWCD to źródła wytwórcze konwencjonalne, o dużych mocach zainstalowanych, zlokalizowane w elektrowniach systemowych. Oprócz JWCD w systemie pracują także źródła, które nie są centralnie dysponowane (nJWCD). Znaczna ich część wytwarza energię elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła. Gdy środki rynkowe są niewystarczające do zbilansowania KSE, OSP stosuje środki interwencyjne bilansowania KSE. Jednym z nich jest nierynkowe redysponowanie źródeł OZE, które polega na zmniejszaniu generacji tych źródeł poprzez zadawanie maksymalnej dopuszczalnej ich generacji. Spośród dostępnych dla OSP środków interwencyjnych, redysponowanie nierynkowe jest stosowane w ostatniej kolejności, przy czym na jego zakres, w rozumieniu zbioru źródeł OZE oraz przypadających na te źródła ograniczeń generacji, mają wpływ uwarunkowania bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej oraz wymogi dotyczące uzyskania w czasie od wydania polecenia redysponowania do jego realizacji przez źródło OZE, zadanego wolumenu redukcji w zadanym okresie.

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. W ocenie OSP, skala stosowania tego środka powinna maleć wraz z rozwojem środków rynkowych, a przede wszystkim wskutek zwiększania elastyczności KSE, w szczególności poprzez rozwój możliwości zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej w wyniku odpowiedniego kształtowania krzywej zużycia energii elektrycznej oraz rozwoju magazynowania energii.

Operacyjna realizacja redysponowania modułów wytwarzania energii (dalej: MWE) była i jest determinowana wymaganiami w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, wymaganiami prawno-regulacyjnymi, aktualnymi zdolnościami technicznymi MWE do przyjmowania i realizacji poleceń redysponowania oraz zdolnościami technicznymi i zasobami operatorów systemu dystrybucyjnego (dalej: OSD) w zakresie realizacji procesu redysponowania. Łączne spełnienie powyższych wymagań w ramach dostępności wymienionych zdolności technicznych przekłada się bezpośrednio na dobór MWE do redysponowania, w tym głębokość i czas trwania redysponowania poszczególnych MWE w danym okresie (dobie) redysponowania. W początkowym okresie stosowania nierynkowego redysponowania MWE czynnikami decydującymi o doborze MWE do nierynkowego redysponowania były szybkość realizacji polecenia redysponowania, krótki czas wyprzedzenia wydania polecenia w stosunku do jego realizacji oraz skuteczność wykonania polecenia przez MWE. W związku z tym na potrzeby nierynkowego redysponowania

dobierane były MWE z tych OSD, które zapewniały ww. zdolności techniczne. Jednym z takich OSD była, m.in., ENEA Operator.

Jednocześnie, stosowany przez operatorów mechanizm redysponowania podlega ciągłemu doskonaleniu, realizowanemu w ramach wspólnych prac OSP i OSD, przy zaangażowaniu właścicieli MWE. Pozwala to obecnie na zwiększanie stopnia równoważenia względnego obciążenia MWE redysponowaniem w dłuższym horyzoncie, niezależnie od miejsca ich przyłączenia do KSE.

W dniu 24 czerwca 2025 r. wprowadzono modyfikację zasad nierynkowego redysponowania źródłami OZE, której celem było zwiększanie proporcjonalności redysponowania w zakresie zasobów przyłączonych do sieci średnich napięć, w stopniu dopuszczalnym ze względu na spełnianie warunków bezpiecznej pracy KSE oraz możliwym z uwagi na zdolności techniczne do realizacji poleceń redysponowania.

W ramach wprowadzonej modyfikacji zostały w szczególności wdrożone następujące zmiany:

- przystąpiono do wyznaczania, narastająco, po zakończeniu każdego kolejnego okresu redysponowania, średniego względnego współczynnika redysponowania dla indywidualnych lub zagregowanych MWE,
- wprowadzono regułę, że w danym okresie redysponowania, w miarę możliwości technicznych, oraz przy zachowaniu warunków bezpieczeństwa pracy KSE, do redysponowania są dobierane obiekty redukcji według kolejności od najniższego do najwyższego średniego względnego współczynnika redysponowania, według wartości wyznaczonej przed danym okresem redysponowania, w ramach obiektów redukcji objętych tymi samymi kryteriami redysponowania.

Wprowadzone zasady zwiększyły zarówno stopień proporcjonalności nierynkowego redysponowania MWE jak i zakres zasobów obejmowanych nierynkowym redysponowaniem.

Szczegółowy opis procesu redysponowania został przedstawiony w odpowiedzi na kolejne pytania.

- 4. W jaki sposób Polskie Sieci Elektroenergetyczne stosują się do obowiązku wynikającego z art. 13 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, który jednoznacznie wskazuje na konieczność stosowania środków redysponowania i ograniczania w sposób niedyskryminacyjny i proporcjonalny?**
- 5. Dlaczego nierynkowym redysponowaniem nieobjęte są elektrownie fotowoltaiczne przyłączone do sieci wysokich napięć, które stanowią ok. 20% wszystkich farm w Polsce?**

Podstawowe kwestie nierynkowego redysponowania źródeł OZE regulują następujące przepisy prawa:

- 1) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE. L. z 2019 r. Nr 158, z późn. zm.; dalej: rozporządzenie 2019/943), które w szczególności:
 - i. wprowadza podstawowe kryterium nierynkowego redysponowania oparte na prawie do priorytetowego dysponowania;

- ii. wprowadza regulację stanowiącą, że priorytetowe dysponowanie nie może zagrażać bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego;
- 2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.; dalej: uPE), która w szczególności:
- i. wprowadza dwie kategorie nierynkowego redysponowania: (i) dla potrzeb bilansowania KSE oraz (ii) dla potrzeb zarządzania ograniczeniami systemowymi w KSE;
 - ii. stanowi, że nierynkowe redysponowanie dla potrzeb bilansowania KSE powinno być realizowane przy spełnieniu warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz technicznych ograniczeń pracy źródeł OZE;
 - iii. wprowadza uzupełniające kryterium nierynkowego redysponowania dla potrzeb bilansowania KSE oparte na jednostkowym koszcie redysponowania źródeł OZE;
 - iv. stanowi, że źródła OZE, które nie mają obowiązku wyposażenia i nie są wyposażone w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f, nie podlegają nierynkowemu redysponowaniu dla potrzeb bilansowania KSE;
 - v. wprowadza kryterium nierynkowego redysponowania dla potrzeb zarządzania ograniczeniami systemowymi oparte na minimalizacji sumarycznej wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca.
- 3) Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1681 z późn. zm.; dalej: zmiana uPE), która w szczególności:
- i. wprowadza – w okresie przejściowym, tj. do chwili wejścia w życie postanowień instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 uPE (dalej: IRiESP), dostosowanych do przepisów tej ustawy – kryterium nierynkowego redysponowania źródeł OZE dla potrzeb bilansowania KSE oparte na proporcjonalności w stosunku do mocy zainstalowanej, w odniesieniu do źródeł OZE przyłączonych do sieci zamkniętej, tj. sieci przesyłowej (sieć o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV, należąca do PSE S.A.) oraz koordynowanej sieci 110 kV;
 - ii. wprowadza obowiązek opracowania przez OSP instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 uPE (IRiESP), lub jej zmiany oraz przedłożenia jej Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia w terminie do 7 września 2024 r., w zakresie dotyczącym określonych zasad nierynkowego redysponowania źródeł OZE oraz magazynów energii elektrycznej;
 - iii. wprowadza obowiązek dostosowania przez OSD instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 uPE (dalej: IRiESD), do postanowień IRiESP oraz przedłożenia jej Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia w terminie 4 miesięcy od zatwierdzenia IRiESP.

Poniżej zostały przedstawione: (i) kryteria doboru źródeł OZE do nierynkowego redysponowania na potrzeby bilansowania KSE oraz (ii) kryteria doboru źródeł OZE do nierynkowego redysponowania na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi w KSE.

Kryteria doboru źródeł OZE do redysponowania nierynkowego na potrzeby bilansowania KSE

Reguły kwalifikacji źródeł OZE do redysponowania

- 1) Źródła OZE, które: (a) mają obowiązek być wyposażone albo (b) są wyposażone, pomimo braku takiego obowiązku, w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f uPE, podlegają nierynkowemu redysponowaniu dla potrzeb bilansowania KSE zarówno w okresie bez ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jak i w okresie z ogłoszonym zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
- 2) Źródła OZE, które: (a) nie mają obowiązku bycia wyposażonymi i (b) nie są wyposażone w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f uPE, podlegają redysponowaniu dla potrzeb bilansowania KSE tylko w okresie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Kryteria podstawowe wyboru źródeł OZE do redysponowania

- 3) W pierwszej kolejności nierynkowo redysponowane są źródła OZE, które nie podlegają priorytetowemu redysponowaniu – proporcjonalnie do mocy zainstalowanej dla źródeł przyłączonych do sieci zamkniętej oraz według reguł priorytetu, z uwzględnieniem wartości współczynnika redysponowania wyznaczonej przed danym okresem redysponowania, w ramach obiektów redukcji objętych tymi samymi kryteriami redysponowania, dla MWE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej SN.
- 4) W przypadku niewystarczalności nierynkowego redysponowania źródeł OZE, które nie podlegają priorytetowemu dysponowaniu, do nierynkowego redysponowania są dobierane źródła OZE, które podlegają priorytetowemu dysponowaniu, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3) powyżej.
- 5) W przypadku gdy stosowanie kryterium opartego na priorytetowym dysponowaniu zagraża bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, to nie stosuje się tego kryterium.

Warunki konieczne nierynkowego redysponowania

- 6) Nierynkowe redysponowanie poszczególnych źródeł OZE jest dokonywane w sposób nienaruszający spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz technicznego ograniczenia pracy jednostek wytwórczych, w szczególności wymagań w zakresie regulacji napięć oraz dopuszczalnych przepływów mocy czynnej w sieci elektroenergetycznej.

Kryteria doboru źródeł OZE do redysponowania nierynkowego na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi

OSP dokonuje doboru źródeł OZE w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci zamkniętej kierując się kryterium minimalizacji sumarycznej wielkości mocy niewprowadzonej do sieci w wyniku redysponowania nierynkowego źródeł OZE. OSP na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci zamkniętej wydaje polecenia redysponowania nierynkowym źródłom OZE, przyłączonym do sieci zamkniętej. W przypadku gdy naruszenie kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci zamkniętej wymaga natychmiastowych działań, w szczególności w celu uniknięcia awarii, OSP dokonuje doboru źródeł OZE do redysponowania na podstawie oceny eksperckiej.

6. W jaki sposób Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zamierzają rozwiązać problem obejmowania niniejszym środkiem wyłącznie jednej części kraju, pomijając pozostałe obszary?

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (dalej: PSE) w dniu 24 czerwca 2025 r., w ramach etapu I prac wdrożyły we współpracy z OSD zmiany mechanizmu redysponowania nastawione na równoważenie poziomu redysponowania MWE objętych tymi samymi kryteriami redysponowania. Drugi etap jest w fazie projektowo-wdrożeniowej, a kolejne etapy są planowane, na podstawie przewidywanego rozwoju zdolności technicznych MWE oraz operatorów systemu. Plan wdrożenia kolejnych etapów jest następujący:

1) Etap II

W ramach etapu II jest planowane wdrożenie modyfikacji zasad nierynkowego redysponowania, którego celem będzie dalsza poprawa proporcjonalności redysponowania, w szczególności w zakresie zasobów objętych tymi samymi kryteriami redysponowania i przyłączonych do sieci różnych napięć, oraz osiągnięcie zdolności do nierynkowego redysponowania w sposób proporcjonalny z uwzględnieniem specyficznych cech MWE w zakresie realizacji poleceń redysponowania. Kluczową zmianą w ramach tego etapu jest zastąpienie algorytmu szeregowania obiektów redukcji zadaniem programowania matematycznego, w ramach którego, w danym okresie redysponowania, przedmiotem doboru będą obiekty redukcji, z uwzględnieniem dla każdego z nich wartości średniego względnego współczynnika redysponowania, wyznaczonej przed danym okresem redysponowania.

Długookresowo, redysponowanie realizowane po wprowadzeniu tych zmian powinno prowadzić do zmniejszania się różnic pomiędzy średnimi względnymi współczynnikami redysponowania obiektów redukcji, objętych tymi samymi kryteriami redysponowania, przy wyższej zbieżności oraz dokładności tego procesu, w szczególności dzięki uwzględnianiu określonych cech grup MWE w zakresie redysponowania, takich jak np. zdolności do płynnej albo skokowej regulacji mocy czynnej.

2) Etap III i kolejne

W ramach etapu III oraz kolejnych etapów, OSP planuje korygować parametryzację oraz wprowadzać wymagane modyfikacje zasad redysponowania, w celu sukcesywnego stopniowego zwiększania proporcjonalności nierynkowego redysponowania. Etapy te będą stanowić rozwinięcie etapu II, przy czym ich zakres w czasie będzie ściśle uzależniony od tempa implementacji określonych zdolności technicznych redysponowania nierynkowego, po stronie właścicieli MWE oraz operatorów systemów elektroenergetycznych. Poniżej przedstawiono specyfikację najważniejszych zmian, które są planowane do wdrożenia w ramach etapu III oraz kolejnych etapów:

- i. sukcesywna dezagregacja przez OSD obiektów redukcji, według kryterium obszaru przyłączenia do sieci oraz tożsamych uwarunkowań realizacji poleceń redysponowania, aż do poszczególnych MWE typu B, C oraz D oraz agregatów MWE typu A dla węzłów sieci zamkniętej,
- ii. automatyzacja wydawania poleceń redysponowania w relacji OSP – OSD,
- iii. automatyzacja wydawania poleceń redysponowania w relacji OSP/OSD – właściciel MWE,

- iv. automatyzacja realizacji poleceń redysponowania przez OSD/OSP w ramach oddziaływania bezpośredniego na obiekt redukcji przez operatora systemu, oraz automatyzacja realizacji poleceń redysponowania przez właściciela MWE w ramach oddziaływania pośredniego na obiekt redukcji przez operatora systemu,
- v. wprowadzenie indywidualnych poleceń redysponowania w odniesieniu do poszczególnych MWE,
- vi. wprowadzenie realizacji poleceń redysponowania w trybie płynnej regulacji mocy czynnej wytwarzanej przez MWE w odniesieniu do MWE, które są zobowiązane do posiadania zdolności technicznej w tym zakresie.

W ramach etapu III oraz kolejnych, OSP planuje wprowadzać sukcesywne modyfikacje w nierynkowym redysponowaniu, które będą przyczyniać się do stopniowego zwiększania proporcjonalności redysponowania, w miarę implementacji określonych zdolności technicznych. Biorąc pod uwagę, że proces osiągania tych zdolności przez operatorów systemu oraz właścicieli MWE wymaga czasu, OSP zakłada, że realizacja prac w ramach etapu III oraz kolejnych będzie polegała na implementacji kolejnych modyfikacji w strukturach danych i zadaniu programowania matematycznego nierynkowego redysponowania oraz algorytmie jego rozwiązywania, każdorazowo po uzyskaniu dodatkowych zdolności technicznych.

7. Dlaczego rekompensaty z tytułu redysponowania stanowią zaledwie średnio 10% faktycznie utraconych przychodów z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej, a nie liczy się ich po cenie z kontraktów?

W odpowiedzi na zadane pytanie należy podkreślić, że zasady ustalania rekompensat za nierynkowe redysponowanie wytwórców OZE regulują następujące akty prawne:

- 1) art. 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: rozporządzenie);
- 2) ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 1681; dalej: ustawa), która weszła w życie w dniu 7 września 2023 r. oraz
- 3) ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361 z późn. zm., dalej: ustawa OZE).

Zgodnie z art. 30 ust. 5 ustawy, w okresie przejściowym, tj. do dnia wejścia w życie zmiany IRiESP, która m.in. ma określać szczegółowe zasady ustalania rekompensat za nierynkowe redysponowanie, rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia, oblicza się i wypłaca na podstawie umowy.

Powyższe regulacje prawne zawierają zasady ogólne, dlatego PSE opracowały i stosują zasady wykorzystania i wynagradzania wytwórców OZE za redysponowanie nierynkowe w modelu, w którym rekompensata wypłacana jest na wniosek właściciela wytwórcy OZE, po akceptacji przez niego informacji rozliczeniowej, które to czynności są traktowane jako zawarcie umowy (w drodze wymiany zgodnych oświadczeń woli). Należy ponadto wskazać, że – zgodnie z ustawą – w IRiESP mają zostać określone zasady szczegółowe, ale zarówno w okresie przejściowym, jak i po opracowaniu IRiESP, muszą one być zgodne z postanowieniami art. 13 ust. 7 rozporządzenia.

Przepisy rozporządzenia, na które wskazuje również art. 9c ust. 7a uPE, stanowią, że w sytuacji, gdy dochodzi do nierynkowego redysponowania źródeł OZE, wytwórcy OZE uzyskują prawo do otrzymania rekompensaty, z wyłączeniem określonych w rozporządzeniu przypadków. Zarówno rozporządzenie, jak i ustawa nie wprowadzają przy tym legalnej definicji „rekompensaty”, zatem zasadne jest, w celu wykładni tego pojęcia, przyjęcie podstawowego, typowego znaczenia tego określenia, które sprowadza się do redukcji szkody, kompensacji czegoś utraconego.

W art. 9c ust. 7a uPE wskazano jedynie, że podmiot redysponowany nierynkowo podlega rekompensacie finansowej, „o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943”. Natomiast w art. 13 ust. 7 rozporządzenia nie określono szczegółowo sposobu ustalenia rekompensaty, ale zawarte zostały wariantowe reguły, które nakazują rekompensować wytwórcy utracone korzyści, które podmiot redysponowany osiągnąłby, gdyby do nierynkowego redysponowania nie doszło. Należy zatem uznać, że ogólną zasadą wynikającą z art. 13 ust. 7 rozporządzenia jest ustalenie rekompensaty w sposób, który ma na celu zapewnienie neutralności finansowej w związku z nierynkowym redysponowaniem.

Potwierdzenie tej zasady jest bezpośrednio zawarte w art. 13 ust. 7 rozporządzenia, zgodnie z którym, rekompensowanie nie może prowadzić do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, strata ponoszona przez wytwórcę OZE, którego produkcja energii elektrycznej została nierynkowo ograniczona, może składać się z sumy dwóch elementów:

- 1) utraty przychodów ze sprzedaży zredukowanego wolumenu energii elektrycznej, lub
- 2) utraty przychodów z systemów wsparcia.

Ad 1) Rekompensata w części utraconych przychodów ze sprzedaży zredukowanego wolumenu energii elektrycznej

Wielkość rekompensaty w tej części ustalana jest jako iloczyn niewyprodukowanej energii elektrycznej w związku z realizacją polecenia nierynkowego redysponowania oraz Ceny Energii Niezbilansowania (dalej: CEN), a do 13.06.2024 r. Ceny Rozliczenia Odchylenia (dalej: CRO), przy czym jeżeli cena ta jest mniejsza od zera lub równa zero to rekompensata w tej części wynosi zero.¹

Przyjęcie ww. cen z rynku bilansującego do ustalenia tej części rekompensaty wynika z ogólnych zasad ustalania rekompensat wskazanych powyżej oraz faktu, iż zgodnie z obowiązującymi regulacjami dotyczącymi funkcjonowania krajowego rynku energii

¹ Wartość rekompensaty wyliczana jest dla każdego minimalnego okresu, którego dotyczyło polecenie redysponowania. Jeżeli cena CEN w danym okresie 15-minutowym jest mniejsza lub równa 0 zł/MWh, to rekompensata finansowa w części utraconych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wynosi zero (przyjmowana do rozliczeń cena CEN wynosi zero). Zasada ta dotyczy tylko okresu/ów 15-minutowych, w których cena CEN ≤ 0 , co oznacza że dla okresów 15-minutowych, gdy cena CEN > 0 , wyliczane są wartości rekompensaty, zaś całkowita kwota rekompensaty za okres redysponowania wynikający z polecenia operatora systemu jest sumą rekompensat z okresów 15-minutowych. Analogiczna zasada dotyczyła kalkulacji rekompensaty w tej części przed dniem 14.06.2024 r., kiedy minimalnym okresem kalkulacji był okres 1 godziny, a ceną była CRO.

elektrycznej, w tym zasadami funkcjonowania rynku bilansującego określonymi zgodnie z § 29 rozporządzenia Ministra Klimatu Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, opracowanymi w Warunkach Dotyczących Bilansowania (WDB) na podstawie art. 18 Kodeksu Sieci EGBL² i zatwierdzonymi przez Prezesa URE, umowy sprzedaży energii elektrycznej (dalej: USE), są przyjmowane do realizacji na rynku bilansującym. W przypadku niewyprodukowania energii elektrycznej w ilości odpowiadającej USE, w szczególności na skutek nierynkowego redysponowania, brakująca ilość energii elektrycznej w stosunku do zobowiązania wynikającego z USE jest rozliczana na rynku bilansującym. Rozliczenie to jest dokonywane na podstawie ceny CEN. Koszt przedmiotowego rozliczenia stanowi więc dodatkowe obciążenie związane z realizacją USE, stąd powinien być on przedmiotem rekompensaty.

Należy przy tym wskazać, że obecnie analogiczne uwarunkowania mają miejsce w przypadku, gdy wytwarzana energia elektryczna nie jest objęta USE zgłoszonymi do realizacji na rynku bilansującym. W takim przypadku jest ona wprowadzana na rynek bilansujący i rozliczana na tym rynku według ceny CEN. W konsekwencji, w sytuacji niewyprodukowania przez wytwórcę energii elektrycznej w pełnej ilości na skutek redysponowania, poniesione straty odpowiadają utraconym przychodom z rynku bilansującego przy wartości energii elektrycznej równej cenie CEN.

Jak z powyższego wynika, opisane zasady kalkulacji części rekompensaty dotyczącej utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym przyjęcie ceny CEN, są w pełni zgodne z obowiązującymi w Polsce przepisami prawa (unijnego i krajowego), gdyż skutkują wartością rekompensaty w wysokości zapewniającej neutralność finansową uczestników rynku. Kalkulowana w powyżej opisany sposób rekompensata w części dotyczącej utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w całości znosi skutek redysponowania, spełniając tym samym wymaganie, by rekompensata nie była nieuzasadnienie niska albo nieuzasadnienie wysoka. Zgodnie z powyższym, przy poprawnym umownym uregulowaniu zasad rozliczeń za energię elektryczną pomiędzy wytwórcami OZE i odbiorcami w sytuacjach nierynkowego redysponowania, przyjęty sposób ustalania rekompensat przez OSP, jednolity dla wszystkich wytwórców OZE, zapewnia neutralność finansową zarówno dla wytwórców dokonujących sprzedaży na podstawie umów handlowych: tzw. grafikowanych (pay as nominated), jak i tzw. niegrafikowanych, licznikowych (pay as produce). Umowa handlowa jest zgodnym porozumieniem dwóch lub więcej stron ustalającym ich wzajemne prawa lub obowiązki, a więc jest wewnętrznym uzgodnieniem stron umowy dokonany w ramach swobody zawierania umów. Rozporządzenie wprowadza generalne zasady wykorzystania i rekompensowania redysponowania nierynkowego wytwórców OZE niezależnie od podpisanych przez tych wytwórców umów handlowych.

Podkreślić należy, że zgodnie z obowiązującymi w kraju regulacjami prawnymi, każdy przyłączony do KSE i pobierający lub wprowadzający energię elektryczną z/do KSE jest uczestnikiem rynku energii elektrycznej w Polsce i jest odpowiedzialny za niezbilansowanie, które powoduje w systemie.

² Kodeks Sieci EGBL – Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE nr L 312 z 28.11.2017) (ang. Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing).

Stanowi o tym art. 5 ust. 1 rozporządzenia, który stanowi, iż:

„art. 5 ust. 1. Wszyscy uczestnicy rynku są odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie („odpowiedzialność za bilansowanie”). W tym celu uczestnicy rynku sami są podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie albo na mocy umowy przekazują tę odpowiedzialność wybranemu przez siebie podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie. Każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie jest odpowiedzialny finansowo za swoje niezbilansowanie i dąży do zbilansowania samego siebie lub wspiera zbilansowanie systemu elektroenergetycznego.”

Powyższa regulacja prawna stanowi, iż wytwórca OZE jest odpowiedzialny za bilansowanie własnej instalacji PV, a wykonawstwo działań niezbędnych dla wywiązania się z obowiązku bilansowania tej instalacji PV może zlecić umownie innemu przedsiębiorstwu (np. przedsiębiorstwu obrotu), poprzez podpisanie odpowiedniej umowy, która jest zgodnym porozumieniem dwóch lub więcej stron ustalającym ich wzajemne prawa lub obowiązki, a więc jest wewnętrznym uzgodnieniem stron umowy dokonany w ramach swobody zawierania umów.

Rozporządzenie wprowadza generalne zasady wykorzystania i rekompensowania redysponowania nierynkowego wytwórców OZE niezależnie od podpisanych przez tych wytwórców umów handlowych.

Ponieważ umowa jest zgodnym porozumieniem dwóch lub więcej stron ustalającym ich wzajemne prawa lub obowiązki, a więc jest wewnętrznym uzgodnieniem stron umowy dokonany w ramach swobody zawierania umów, to przyjęcie do kalkulacji rekompensaty za redysponowanie nierynkowe dla wytwórcy OZE ceny zawartej w umowie sprzedaży energii elektrycznej, np. ceny stałej, jest całkowicie nieuzasadnione, ponieważ ustalona w ten sposób kwota rekompensaty byłaby niezgodna z regułami wynikającymi z art. 13 ust. 7 pkt. b) rozporządzenia. W przypadku przyjęcia, np. ceny zawartej w umowie sprzedaży, rekompensata nie odpowiadałaby kosztowi dodatkowego obciążenia związanego z realizacją USE, w postaci rozliczenia zakupu energii na rynku bilansującym, przez co kwota rekompensaty mogłaby być zawyżona i mogłaby stanowić nadmierne przysporzenie, co byłoby sprzeczne z postanowieniami art. 13 ust. 7 rozporządzenia.

Ad 2) Rekompensata w części utraconych przychodów z systemu wsparcia

Wytwórca korzystający z aukcyjnego systemu wsparcia jest uprawniony do dokonania rozliczenia tzw. ujemnego salda z Zarządcą Rozliczeń, zgodnie z postanowieniami ustawy OZE. Wysokość ujemnego salda ustalana jest na podstawie iloczynu ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej oraz różnicy pomiędzy:

- 1) wartością sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 93 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE, obliczoną zgodnie z pkt 2 tego przepisu, oraz
- 2) wartością energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, ustaloną na podstawie art. 93 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE (jako średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na Rynku Dnia Następnego TGE S.A. (indeks TGeBase)), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której nastąpiło redysponowanie, która to cena jest obliczana i publikowana przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE (tj. giełda towarowa w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych).

Jak z powyższego wynika, sposób ustalania wysokości rekompensaty w części dotyczącej utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia odpowiada wsparciu jakie podmiot, którego dotyczy redysponowanie, uzyskałby od Zarządcy Rozliczeń, gdyby do redysponowania nie doszło.

W przypadku korzystania przez wytwórcę ze świadectw pochodzenia wysokość rekompensaty w części dotyczącej utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia spowodowanego nierynkowym redysponowaniem jest równa iloczynowi ceny świadectwa pochodzenia wyznaczonej na pierwszej sesji notowań na giełdzie TGE S.A. po dniu, w którym nastąpiło nierynkowe redysponowanie wytwórcą OZE, oraz wolumenu energii niewprowadzonej do sieci przez tego wytwórcę OZE na skutek nierynkowego redysponowania. Jest to więc również system zgodny z obowiązującymi regulacjami.

Wysokość cen rynku bilansującego (CEN/CRO) nie ma wpływu na rekompensatę w części utraconego przychodu z mechanizmów wsparcia.

Podsumowując, wysokość wypłacanej wytwórcy OZE przez OSP rekompensaty za redysponowanie nierynkowe zależy od warunków rynkowych (zasad uczestnictwa podmiotów w rynku energii elektrycznej) oraz korzystania (lub nie) przez wytwórcę OZE z systemu wsparcia.

Zwracamy uwagę, że szczegółowe zasady wyliczania rekompensaty finansowej i informacje dotyczące cen przyjmowanych do wyznaczenia rekompensaty finansowej za nierynkowe redysponowanie wytwórców PV zostały opublikowane na stronie internetowej PSE: <https://www.pse.pl/instalacje-fw> oraz <https://www.pse.pl/instalacje-pv>, w sekcji „Stosowane zasady wyliczeń rekompensaty za nierynkowe redysponowanie FW” lub „Stosowane zasady wyliczeń rekompensaty za nierynkowe redysponowanie PV”.

8. Dlaczego rozpatrywanie wniosków o rekompensaty trwa powyżej 1 roku od dnia złożenia wniosku? Przedsiębiorcy nie mają wydanych decyzji na wnioski złożone wiosną 2024 roku, co dodatkowo utrudnia funkcjonowanie sektora energetycznego.

Proces rozpatrywania Wniosków o Rekompensaty (dalej: WoR) realizowany jest przez PSE systematycznie. Spółka dokłada starań by odbywał się on jak najszybciej, ale obecnie wydłuża się z powodu następujących uwarunkowań jego realizacji:

- 1) braku dostępnych na rynku systemów informatycznych do obsługi procesu obsługi WoR i wypłaty rekompensat, przez co niezbędnym było zaprojektowanie i wdrożenie oraz rozwój przez PSE systemów informatycznych do obsługi procesu w ramach portalu do składania i obsługi WoR oraz ich wyliczania, które są systematycznie rozwijane i udoskonalane w celu usprawnienia procesu obsługi WoR i wypłaty rekompensat,
- 2) ustalania rekompensat na podstawie danych i informacji z wniosku właściciela OZE oraz od OSD, na podstawie zgodnych i poprawnych danych. W przypadku identyfikacji błędów zachodzi konieczność wyjaśniania (indywidualnego) błędów w WoR i przesłania nowych wniosków lub odpowiednio wyjaśniania i dokonywania korekt w formularzach od OSD,
- 3) przekazywania WoR przez część właścicieli OZE na okresy, w których OSP nie wydawał poleceń redysponowania lub OSD nie wydali danej instalacji OZE polecenia redysponowania, co wymaga dodatkowej czasochłonnej weryfikacji z

- OSD, czy taki wytwórca był redysponowany w związku z poleceniem OSP (co wpływa na opóźnienie rozliczenia poprawnie złożonych i kompletnych WoR),
- 4) bardzo dużej liczby złożonych WoR (w szczególności WoR od właścicieli instalacji fotowoltaicznych),
 - 5) braku szczegółowych zasad wykorzystania i rekompensowania redysponowania nierynkowego w przepisach prawa. Rozporządzenie 2019/943 oraz uPE regulują kwestie rekompensat bardzo ogólnie, przez co niezbędnym było zaprojektowanie i wdrożenie przez PSE zasad ustalania i wypłaty rekompensat.

Ze względu na możliwości organizacyjne i techniczne, w sytuacji konieczności opracowywania i wdrażania nowych zasad funkcjonowania rynku energii i równocześnie bardzo znacząco wzrastającej liczbie WoR składanych przez instalacje PV, PSE w październiku 2024 r. wdrożyły portal WOZE do obsługi WoR składanych przez instalacje PV.

W maju 2025 r. PSE rozszerzyły funkcjonalność portalu WOZE o składanie WoR dla FW oraz rozpoczęły wyliczanie rekompensat dla nierozliczonych WoR dla FW z 2024 r.

Jak wskazano powyżej – proces rozpatrywania WoR realizowany jest systematycznie i co do zasady w pierwszej kolejności rozpatrywane są WoR złożone najwcześniej. Jednak rekompensata może zostać wyliczona jedynie w przypadku, gdy odpowiednie informacje zawarte w WoR oraz w formularzu otrzymanym od OSD są zgodne i nie zawierają błędów, nie wymagają wyjaśnienia, uzupełnienia bądź poprawy. Jeżeli taka sytuacja ma miejsce, podejmowane są działania wyjaśniające z właścicielami OZE bądź OSD tak, by zapewnić zgodność i poprawność danych do wyliczenia rekompensaty oraz zgodność z jednolitymi zasadami stosowanymi w odniesieniu do wszystkich źródeł OZE, co wpływa na wydłużenie procesu wypłaty rekompensaty.

Z wyrazami szacunku

Miłosz Motyka

Minister

2025-09-24

Do wiadomości:

Kancelaria Prezesa Rady Ministrów