

**Sz. P. Michał Kurtyka**

**Minister Klimatu i Środowiska**

**Stanowisko Stowarzyszenia Energii Odnawialnej dotyczące *projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii* (numer w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów: UC74)**

Szanowny Panie Ministrze,

Działając w imieniu Stowarzyszenia Energii Odnawialnej, organizacji zrzeszającej inwestorów oraz wytwórców z sektora odnawialnych źródeł energii, w nawiązaniu do pisma z dnia 1 czerwca 2021 r. kierującego do konsultacji publicznych *projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii* (dalej: „Projekt”), poniżej przedstawiamy uwagi Stowarzyszenia do przedmiotowego projektu.

**Mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach OZE**

Projekt wdraża mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z przedstawionym uzasadnieniem, celem projektowanych regulacji ma być dostosowanie krajowego ustawodawstwa do *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej* (dalej: „rozporządzenie 2019/943”) poprzez nałożenie na wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii obowiązku podporządkowania się poleceniu ruchowemu operatorów systemu elektroenergetycznego w zakresie ograniczenia generacji. Powyższe ma zostać ograniczone do sytuacji, w których mechanizmy rynkowe nie są w tym zakresie wystarczające.

Drugim zasadniczym elementem projektowanej konstrukcji jest obowiązek wypłaty wytwórcom rekompensat z tytułu przywołanych ograniczeń pracy instalacji, jednocześnie umożliwiając uwzględnienie takich rekompensat przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającego taryfy i tym samym gwarantując operatorom odpowiednie przychody na pokrycie tych kosztów.

W ocenie Stowarzyszenia uregulowanie zasad przyznawania rekompensat co do zasady jest bardzo potrzebne, mając jednak na uwadze złożoność tego zagadnienia oraz potencjalne skutki dla wytwórców stoimy na stanowisku, że wypracowanie wszystkich szczegółowych rozwiązań w tym zakresie powinno zostać poprzedzone pogłębionym dialogiem przy udziale wszystkich interesariuszy.

Jednym z istotnych elementów przywołanego systemu, który powinien podlegać szerokim konsultacjom publicznym jest kwestia sposobu kalkulacji ewentualnych rekompensat. Krytycznie należy więc odnieść się do wyłączenia procesu kształtowania metodologii w tym zakresie z Projektu i ujęcia jej dopiero na etapie instrukcji opracowywanych dla sieci elektroenergetycznych. Rozwiązania tego typu powinny być procedowane w ramach Projektu, pozwalając na poddanie ich właściwym konsultacjom publicznym.

Stoimy na stanowisku, że przedmiotowa konstrukcja ustawowa powinna zapewnić wytwórcom możliwość odwoływania się od decyzji w zakresie przyznawanych rekompensat, jak również dostępu do danych, stanowiących podstawę ich wyliczenia, o których mowa w projektowanym art. 9c ust. 7i ustawy – prawo energetyczne. Co więcej, zasadne jest, by wytwórcy mieli możliwość uzyskania dostępu do informacji, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. d) rozporządzenia 2019/943, tj. uzasadnienia konieczności zastosowania redysponowania nieopierającego się na zasadach rynkowych.

Odnosząc się do projektowanego art. 9c ust. 7f ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym rekompensaty nie będą przysługiwały wytwórcom w określonych przypadkach wynikających z postanowień umów o przyłączenie, powyższe rozwiązanie należy ocenić, jako sposób na przenoszenie ryzyka ograniczenia generacji na podmioty przyłączane, w związku z niewystarczającym rozwojem sieci.

Dodatkowo należy odnotować, że projektowany art. 9c ust. 7c tej ustawy, zgodnie z którym ograniczenia wytwarzania mają dotyczyć w pierwszej kolejności instalacji o najniższym koszcie związanych z tym rekompensat, będzie rodzić ryzyko ograniczania najnowocześniejszych jednostek, które otrzymały warunki przyłączenia bez gwarancji wyprowadzenia mocy. Powyższe należy ocenić negatywnie zarówno z punktu widzenia wpływu na funkcjonowanie sieci, jak również zasady równego traktowania obecnych na rynku podmiotów, które zawierały umowy o przyłączenie w różnych okresach i w oparciu o różne uwarunkowania.

Stoimy na stanowisku, że Projekt w obecnym brzmieniu skutkować może stosowaniem ograniczeń jedynie do wybranych instalacji, których umowy o przyłączenie znoszą konieczność wypłacania rekompensat, co w praktyce uniemożliwi faktyczną i w pełni obiektywną realizację drugiego projektowanego kryterium, zgodnie z którym przedmiotowe ograniczenia i wybór danej instalacji mają być podyktowane efektywnością zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. Dodatkowo warto podkreślić, iż priorytetyzacja ograniczania

kosztów przyznawanych rekompensat przez operatorów ze względu na generowany wzrost ryzyka inwestycyjnego znajdzie odzwierciedlenie w kosztach energii wytwarzanej w takich instalacjach.

Zgodnie z powyższym, realizacja ograniczeń w oparciu o kryterium kosztowe może prowadzić do nadmiernego stosowania tego mechanizmu w stosunku do wybranych, pojedynczych instalacji. W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest, by ciężar ograniczania wytwarzania rozkładał się jak najbardziej równomiernie na jak największą liczbę instalacji, w tym również na źródła inne niż odnawialne. Powyższe można zrealizować poprzez wykreślenie przywołanego powyżej kryterium ekonomicznego, bądź poprzez zastosowanie możliwie jak najniższych limitów procentowych dla ograniczania rocznej oraz jednorazowej generacji w ramach danej instalacji.

W celu przeciwdziałania uznaniowości całego procesu wydawania poleceń skutkujących ograniczeniem pracy instalacji wytwórczych, należy w sposób jak najbardziej transparentny określić sposób realizacji wymogów określonych w projektowanym art. 9c ust. 7d ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którymi ograniczenie ma dotyczyć jednostek, w odniesieniu do których wykonanie polecenia w największym stopniu przyczynia się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Powyższy proces powinien być możliwie przejrzysty, a uzasadnienie wyboru danej instalacji być udostępniane zainteresowanym stronom, w tym przede wszystkim wytwórcom, których instalacji dotyczy ograniczenie.

Jednym z elementów kształtowania rekompensat zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 będą przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania. Podkreślić należy jednak, że powyższy mechanizm w wielu przypadkach nie pozwoli na adekwatne odzwierciedlenie faktycznie utraconych przychodów, w świetle umów zawartych przez wytwórców w oparciu o ceny godzinowe na rynku dnia następnego lub w oparciu o indeks TGE Base, co jest szczególnie częste w przypadku instalacji fotowoltaicznych. W ślad za powyższym postulujemy, by mechanizm przyznawania rekompensat opierał się na weryfikacji faktycznie stosowanych przez danego wytwórcę mechanizmów rozliczeniowych. Dodatkowo warto odnotować, że Projekt zdaje się nie uwzględniać rekompensat z tytułu kosztów związanych ze zobowiązaniami wynikającymi z rynku bilansującego, które nie będą mogły zostać zrealizowane wskutek przedmiotowych ograniczeń.

Mając na uwadze powyższe oraz obserwowane ograniczenia w zakresie dostępności mocy przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej, w ocenie Stowarzyszenia zasadne pozostaje wprowadzenie bardziej transparentnych i konkurencyjnych mechanizmów alokacji mocy przyłączeniowych. Dodatkowo postulujemy zwiększenie przejrzystości analiz dostępnych zdolności sieciowych na potrzeby przyłączenia lub odmowy przyłączenia dla poszczególnych projektów inwestycyjnych.

Co więcej, należy włączyć w zakres raportowania i planowania rozwoju sieci na poziomie operatorów sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowych analizę lokalizacji i przyczyn odmów wydania warunków przyłączenia

nowych źródeł do sieci oraz obowiązek podania do wiadomości publicznej działań podjętych na rzecz efektywnego ekonomicznie i technicznie wyeliminowania tych przyczyn.

### **Linia bezpośrednia**

Odnosząc się do projektowanych regulacji dotyczących linii bezpośredniej zwracamy się z wnioskiem o jednoznaczne rozstrzygnięcie, czy jednostka wytwarzania energii elektrycznej w ramach projektowanej konstrukcji ustawowej może przynależeć do podmiotu innego, niż występujący o pozwolenie na budowę i jednocześnie będący właścicielem obiektów, które mają być zaopatrywane dostarczaną w ten sposób energią.

Dodatkowo warto zauważyć, iż co do zasady nie jest celowe wprowadzanie ograniczenia jedynie do właścicieli nieruchomości, o których mowa w projektowanym art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Projekt powinien w tym zakresie uwzględniać zarówno właścicieli nieruchomości, jak i ich użytkowników wieczystych bądź zarządców. W naszej ocenie jednak projektowana konstrukcja w zakresie konieczności uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) nie jest zrozumiała i stanowi zbędne obciążenie administracyjne zarówno dla tego organu, jaki i dla inwestora realizującego inwestycję w zakresie linii bezpośredniej. Zgodnie z przedstawionym dla tej propozycji uzasadnieniem, przesłanką dla zniesienia konieczności uzyskania zgody Prezesa URE jest fakt, iż energia przesyłana linią bezpośrednią nie będzie wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania, jednocześnie budowa instalacji nieprzekraczającej terenu nieruchomości podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii nie będzie rodziła zagrożeń związanych z ewentualnym uszkodzeniem lokalnej sieci elektroenergetycznej, czy też nie będzie stanowiła utrudnień, które potencjalnie mogą wpłynąć na konieczność zmiany trasy.

Powyższe argumenty w naszej ocenie nie znajdują odzwierciedlenia w praktyce inwestycyjnej i nie jest jasne, jaki bezpośredni związek występuje pomiędzy przekroczeniem terenu nieruchomości danego podmiotu a ryzykiem uszkodzenia sieci elektroenergetycznej. Powyższe stanowi przedmiot uzgodnień i weryfikacji podejmowanych przy okazji realizacji procesu inwestycyjnego i uzyskiwania stosownych pozwoleń i w naszej ocenie stanowi zbędną procedurę formalną.

### **Magazynowanie energii**

Mając na uwadze zasady określone w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne (*unbundling*), wnioskujemy o wyjaśnienie, w jaki sposób operatorzy będą mogli prowadzić działalność w zakresie zarządzania wykorzystaniem zdolności magazynowych oferowanych przez podmioty trzecie w świetle przywołanych ograniczeń. Ponadto, szczególnie w przypadku rozważanych przekształceń własnościowych w grupach energetycznych obejmujących operatorów sieci dystrybucyjnej należy zapewnić, by procesy związane z dostarczeniem zasobów magazynowych miały charakter transparenty i wolnorynkowy.

## System opustów

W ocenie Stowarzyszenia w Polsce do 2035 roku jest miejsce na 25 GW - 30 GW mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych, z czego ponad połowa przypadnie na mikro- i mini- instalacje prosumenckie. Powyższe to instalacje rozproszone, finansowane w całości ze środków prywatnych, które zaspokoiliby w przybliżeniu 7% - 9% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną. Rząd uruchomił mechanizmy wsparcia, które zaangażowały prywatny kapitał i spowodowały dynamiczny rozwój sektora prosumenckiej fotowoltaiki, której zaletą jest prostota i łatwość oceny dla masowego odbiorcy.

Zgodnie z Projektem, począwszy od dnia 1 stycznia 2022 r. ma nastąpić wygaszenie systemu opustów i zastąpienie go modelem zakupu i sprzedaży energii. Jak wynika z uzasadnienia do przedmiotowej zmiany, powyższe wynika z wymogów *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej*. Zgodnie z art. 15 ust. 4 tego dokumentu, państwa członkowskie, w których istniejące systemy nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, nie przyznają nowych praw w tych systemach na okres po 31 grudnia 2023 r. Jednocześnie zgodnie z przywołaną Dyrektywą, w każdym przypadku wszyscy odbiorcy objęci istniejącymi systemami muszą mieć w każdej chwili możliwość wyboru nowego systemu, który rozlicza oddzielnie energię elektryczną wprowadzaną do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych.

Zgodnie z Projektem, system opustów ma zostać zastąpiony nowymi rozwiązaniami dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 r., dzięki którym otrzymają oni bezterminową możliwość sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego. Cena zakupu wyprodukowanej przez prosumenta energii elektrycznej będzie wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy - Prawo energetyczne. Jednocześnie inni sprzedawcy lub agregatorzy będą mieli prawo do oferowania lepszych warunków dla prosumentów, niż te wskazane powyżej. Przedmiotowe rozwiązania mogą okazać się skuteczną alternatywą w dłuższej perspektywie, ich realne wdrożenie wymaga jednak znacznie dłuższego okresu aniżeli ten przewidziany w Projekcie.

Podkreślenia wymaga, iż wprowadzanie tak radykalnych zmian systemowych na tym dynamicznie rozwijającym się rynku, będzie skutkowało szeregiem negatywnych konsekwencji, związanych między innymi z likwidacją miejsc pracy oraz ryzykiem utraty środków unijnych przeznaczonych na programy wsparcia bazujące na systemie opustów. Wykorzystanie w pełni okresu przewidzianego w Dyrektywie pozwoliłoby przedsiębiorstwom zajmującym się instalacją mikroinstalacji na dostosowanie podejmowanej działalności do nowych uwarunkowań prawnych i tym samym na utrzymanie zatrudnienia. Jednocześnie projektowane rozwiązania regulacyjne w odbiorze rynku stanowią pogorszenie ekonomicznych warunków

inwestycji w mikroinstalacje fotowoltaiczne.

Projektowana zmiana czyni z prosumentów przedsiębiorców i to w tak trudnej i koncesjonowanej branży, jaką jest energetyka. Zgodnie z projektowanymi zmianami najmniejszy wytwórca przestanie być prosumentem, a stanie się *de facto* producentem. Będzie produkował energię elektryczną i ją sprzedawał. Kwestią dyskusyjną pozostaje konieczność uzyskania koncesji na obrót energią. Obecnie w gospodarstwie domowym o średnim rocznym zużyciu energii wynoszącym 3.500 kWh, instalacja fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej wynoszącej 5 kW pozwoli na pełne „zbilansowanie” prosumenta. Jednocześnie z tytułu „magazynowania” energii w sieci w ramach obowiązującego systemu opustów „podaruje” on sieci w przybliżeniu 800 kWh. Przy instalacji o mocy wynoszącej 10 GW to już 1,6 TWh, co stanowi 1% rocznego całkowitego zużycia energii elektrycznej. Stoimy na stanowisku, że wolumen ten jest wystarczająco duży, aby spółki dystrybucyjne dostosowały się do wyzwań wynikających z rozwoju energetyki rozproszonej.

Odnosząc się do tak znaczących zmian planowanych do podjęcia na krajowym rynku instalacji fotowoltaicznych warto odnotować radykalne różnice występujące pomiędzy Polską a innymi krajami Unii Europejskiej, w zakresie mocy wytwórczych w ramach tej technologii, a co za tym idzie stopniem nasycenia rozwoju tego segmentu odnawialnych źródeł energii. Jak wynika z danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych, na koniec 2020 r. moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznych w Polsce wyniosła niespełna 4 GW, przy czym obserwowana obecnie dynamika przyrostów nowych mocy oscyluje wokół 2 GW rocznie. Co szczególnie istotne, w przybliżeniu 75% rynku polskiego stanowią mikroinstalacje fotowoltaiczne. Dla porównania, zgodnie z danymi publikowanymi przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej [IRENA], w przypadku Niemiec w 2020 r. było to już ponad 50 GW mocy zainstalowanej. Powyższe jednoznacznie wskazuje, jak odmienne skutki będzie miało wyhamowanie rozwoju tego sektora OZE w związku ze zmianą przepisów dla poszczególnych krajów i dlatego konieczne jest podjęcie działań ukierunkowanych na utrzymanie dynamiki rozwoju tego rynku w Polsce. Przyspieszenie procesu wygaszania systemu opustów spowoduje znaczące wyhamowanie rozwoju przedmiotowego sektora, a co za tym idzie należy ocenić je jako jednoznacznie szkodliwe.

Mając na uwadze powyższe postulujemy, by wygaszanie prosumenckiego systemu wsparcia instalacji fotowoltaicznych w obecnym kształcie oraz wdrożenie projektowanych mechanizmów alternatywnych nastąpiło z odpowiednio dłuższym okresem przejściowym, na co pozwala prawo wspólnotowe, tj. od dnia 31 grudnia 2023 r. Jednocześnie wnioskujemy o poprzedzenie wprowadzenia nowych rozwiązań pogłębianym dialogiem ze wszystkimi interesariuszami.

### **Magazynowanie energii – systemy wsparcia**

Mając na uwadze kierunek projektowanych zmian dotyczących systemu opartego na net-meteringu oraz deklaracje związane z upowszechnianiem wykorzystania magazynów energii, konieczne jest stworzenie podstaw biznesowych dla rozwoju tych instalacji. Powyższe powinno dotyczyć zarówno instalacji służących

do magazynowania energii stanowiących element towarzyszący mikroinstalacji, jak również w ramach innych obszarów systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie ewentualne mechanizmy wspierające budowę zdolności magazynowych powinny zapewniać transparentny i konkurencyjny dostęp dla szerokiego grona podmiotów.

Z poważaniem,



---

Łukasz Zagórski

Prezes Zarządu



---

Sebastian Kwapuliński

Wiceprezes Zarządu