

Warszawa, dnia 30 czerwca 2023 r.

Sz. P. Anna Moskwa

Minister Klimatu i Środowiska

Szanowna Pani Minister,

Działając w imieniu Stowarzyszenia Energii Odnawialnej, w związku z zainicjowaniem procesu prekonsultacji, mających na celu przygotowanie projektów aktualizacji krajowych dokumentów strategicznych dotyczących sektora energii, w tym Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK) oraz Polityki energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040), poniżej przekazujemy stanowisko Stowarzyszenia.

Na wstępie chcielibyśmy pozytywnie odnieść się do generalnej idei programowania wieloletniej perspektywy rozwoju sektora energetyki w Polsce. Powyższe przyczynia się do zwiększania przewidywalności otoczenia, w jakim funkcjonuje rynek i pozwala na podejmowanie działań gospodarczych zgodnych z długoterminowymi kierunkami rozwoju sektora. Dostrzegamy potencjalne korzyści wynikające z przyjmowania zintegrowanych strategii sektorowych i stoimy na stanowisku, że znajdują one korzystne przełożenie na rozwój inwestycji.

Jak wielokrotnie wskazywaliśmy w ramach oficjalnych wystąpień Stowarzyszenia, zapewnienie dostępności zeroemisyjnej energii w nadchodzących latach będzie w naszej ocenie w sposób bezpośredni warunkować poziom konkurencyjności polskiego przemysłu, stanowiąc jednocześnie warunek realizacji inwestycji zagranicznych w Polsce. Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii oraz przyrost nowych mocy, będzie w sposób bezpośredni determinować tempo wzrostu gospodarczego. Mając na uwadze powyższe konieczne jest zapewnienie możliwości harmonijnego rozwoju tego sektora tak, by zapewnić adekwatny do potrzeb krajowej gospodarki poziom generacji niskoemisyjnej energii, umożliwiającej redukcję emisji gazów cieplarnianych i uniezależnienie od dostaw paliw kopalnych.

Zarządzanie rozbudową i wykorzystaniem infrastruktury sieciowej

Mając na uwadze obserwowane w ostatnich latach, nasilające się zjawisko wyczerpywania możliwości alokacji nowych niskoemisyjnych mocy wytwórczych w ramach krajowej sieci elektroenergetycznej oraz zwiększający się deficyt zielonej energii, jeden z kluczowych elementów procesu transformacji energetycznej stanowić powinna problematyka zarządzania rozbudową i wykorzystaniem infrastruktury sieciowej.

W ocenie Stowarzyszenia, poza ograniczeniami wynikającymi z obowiązujących regulacji, przede wszystkim w zakresie możliwości lokalizacji nowych inwestycji w zakresie energetyki wiatrowej na lądzie, to dostępność warunków przyłączeniowych będzie stanowić główny czynnik determinujący ścieżkę przyrostu nowej mocy wytwórczych w poszczególnych technologiach w nadchodzących latach.

Powyższe zostało dostrzeżone w ramach stanowiącego podstawę prekonsultacji scenariusza prognostycznego dla sektora wytwarzania energii elektrycznej, zgodnie z którym warunkiem technicznym niezbędnym do przeprowadzenia skutecznej transformacji jest odpowiedni rozwój sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych.

Przedmiotowy dokument w kontekście zdolności przyłączeniowych przywołuje rozwiązania takie, jak *cable pooling*, linia bezpośrednia, system opłat za wnioski przyłączeniowe, zabezpieczenia realizacji inwestycji po otrzymaniu warunków przyłączenia oraz przyłączanie projektów bez gwarancji wyprowadzenia całej mocy zainstalowanej. Stoimy na stanowisku, że powyższe elementy powinny stanowić nieodzowny element dyskusji ukierunkowanej na zapewnienie możliwości rozwoju nowych niskoemisyjnych mocy wytwórczych.

Mając jednak na uwadze znaczenie przywołanych rozwiązań oraz fakt, że będą one w sposób bezpośredni determinowały zasady alokacji nowej mocy wytwórczych postulujemy, by właściwe zmiany o charakterze regulacyjnym w tym zakresie prowadzone były z uwzględnieniem szerokich konsultacji publicznych, umożliwiających wypracowanie rozwiązań akceptowalnych dla jak najszerszego grona interesariuszy.

Ponadto stoimy na stanowisku, że przywołany katalog powinien zostać rozszerzony o kwestię transparentności informacji w zakresie dostępności mocy przyłączeniowych i liczby podmiotów wnioskujących o warunki na danym obszarze, a decyzje odmowne w zakresie wydawania warunków przyłączeniowych powinny być dostarczane wraz z wykonaną przez operatora analizą wpływu na sieć uzasadnieniem. Istotny element działań ukierunkowanych na zaadresowanie problemu ograniczonej dostępności możliwości przyłączeniowych, powinno stanowić także dostosowanie metodologii obliczania rozptyłów energii elektrycznej w ramach sporządzanych analiz wpływu na sieć.

Odnosząc się do przywołanej w scenariuszu koncepcji *cable pooling*, wyrażamy przekonanie, że optymalizacja sposobu wykorzystania istniejących zasobów sieciowych pozwoli na osiągnięcie bardziej zrównoważonych profili wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, przyczyniając się jednocześnie do przyspieszenia procesu transformacji energetycznej. Mając na uwadze przywołane już obserwowane ograniczenia możliwości przyłączeniowych, wyrażamy nadzieję na możliwie jak najszybsze włączenie projektowanych w tym obszarze regulacji do prowadzonych aktualnie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska i znajdujących się na zaawansowanym etapie procesów legislacyjnych.

Istotnym problemem o charakterze systemowym o coraz większym znaczeniu w kontekście generowania ryzyk finansowych i inwestycyjnych po stronie wytwórców, jest mechanizm nierynkowego ograniczania

wytwarzania energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Przedmiotowe ryzyko będzie szczególnie doniosłe, biorąc pod uwagę najnowszą wersję zmian regulacyjnych w tym zakresie, przewidzianych w uchwalonej przez Sejm *ustawie o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* (druk sejmowy nr 3237), zgodnie z którymi pozbawione prawa do rekompensaty z tytułu ograniczenia wytwarzania energii zostaną wszystkie nowe i potencjalnie również istniejące instalacje odnawialnych źródeł energii. Stoimy na stanowisku, że powyższe w sposób negatywny przełoży się na tempo transformacji energetycznej oraz rozwój gospodarczy kraju i jest niezgodne z prawodawstwem unijnym.

Podmioty realizujące inwestycje OZE będą narażone na istotne ryzyko finansowe i inwestycyjne związane z brakiem rekompensat z tytułu ograniczenia wytwarzania energii, co znajdzie odzwierciedlenie w kosztach energii wytwarzanej w takich instalacjach i negatywnie przełoży się na przyrost nowych niskoemisyjnych mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Negatywny wpływ projektowanych przepisów będzie dotkliwy tym bardziej, gdy polecenia ograniczeń dotyczyć będą instalacji, które mają zawarte długoterminowe umowy korporacyjne na sprzedaż energii

Dostępność niskoemisyjnych mocy wytwórczych

Mając na uwadze zwiększający się deficyt zielonej, taniej energii elektrycznej stanowiący poważne zagrożenie dla funkcjonowania całej polskiej gospodarki, umożliwienie szybkich inwestycji w instalacje odnawialnych źródeł energii, w odpowiedniej skali, ma kluczowe znaczenie dla rozwoju gospodarczego kraju. Powyższe jest szczególnie istotne między innymi w kontekście wpływów do gmin z tytułu podatku od nieruchomości, czy innych danin publicznych związanych z obecnością inwestora.

Znaczna część działających w Polsce przedsiębiorstw eksportuje swoje wyroby, między innymi na rynku europejskie. W przypadku przemysłu meblowego i motoryzacyjnego wskaźnik ten wynosi około 80 procent. Zgodnie z przewidywaniami, do roku 2026 wszystkie eksportowane produkty, między innymi przez te sektory, będą musiały być wytwarzane przy wykorzystaniu energii ze źródeł niskoemisyjnych. Powyższe, biorąc pod uwagę aktualne roczne zużycie energii elektrycznej przez przemysł na poziomie ok. 55 TWh powoduje, że konieczne będzie zapewnienie od 35 do 40 TWh rocznie zielonej energii na jego potrzeby. Powyższe, z uwagi na możliwości inwestycyjne i czas potrzebny do rozwoju projektów, może być zrealizowane jedynie poprzez rozwój sektora energetyki wiatrowej na lądzie oraz wielkoskalowych instalacji fotowoltaicznych.

Przedstawiony scenariusz, w ramach prognozowanej struktury mocy wytwórczej w ramach energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej zawiera następujące dane:

- przyrost mocy instalacji fotowoltaicznych do poziomu ok. 27 GW w 2030 r. i 45 GW w 2040 r., (25 TWh w 2030 r. i ok. 29 TWh w 2040 r.),
- przyrost mocy w ramach energetyki wiatrowej na lądzie do poziomu ok. 14 GW w 2030 r. i 20 GW

w 2040 r. (34,1 - 36,5 TWh w latach 2030–2040),

- przyrost mocy w ramach morskiej energetyki wiatrowej do poziomu 5,9 GW w 2030 r. i 18 GW w 2040 (21,6 TWh w 2030 r. i 43,7 TWh w 2040).

Podkreślenia wymaga, że kluczowym czynnikiem ograniczającym możliwości rozwoju sektora energetyki wiatrowej na lądzie jest *Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych* (dalej: „Ustawa o inwestycjach”). Zgodnie z ostatnią nowelizacją tego aktu prawnego, wprowadzona została odległość minimalna, w jakiej może zostać zlokalizowana elektrownia wiatrowa od zabudowy mieszkaniowej, jaka może zostać określona w planie miejscowym, wynosząca 700 metrów.

Jako Stowarzyszenie w ramach przekazanych stanowisk wskazaliśmy na szereg negatywnych skutków wynikających z podważenia wypracowanego w długofalowym procesie dyskusji oraz w ramach szerokiej grupy interesariuszy kompromisu, opartego na wprowadzeniu odległości minimalnej wynoszącej 500 metrów. Wprowadzenie odległości minimalnej wynoszącej 700 metrów powoduje radykalną redukcję możliwych do przyłączenia nowych mocy wiatrowych oraz znacząco wydłuży proces powstawania nowych farm wiatrowych, co będzie miało dalekosiężne skutki dla całej polskiej gospodarki.

Z analiz Stowarzyszenia wynika, że w przypadku projektów planowanych do realizacji na obszarach o typie zabudowy siedliskowej, która jest dominująca w Polsce, zwiększenie odległości minimalnej do 700 metrów doprowadzi do redukcji pierwotnych założeń w zakresie ilości turbin i tym samym mocy zainstalowanej projektów (w stosunku do projektów opartych o odległość minimalną 500 metrów), wahającej się w przedziale od 55 do 65 %. Powyższe w praktyce oznacza, że znacząca większość nowych projektów wiatrowych w ogóle nie powstanie lub zostanie znacząco zredukowana.

Jak wynika z dostępnych analiz, przedmiotowa zmiana w dłuższej perspektywie ograniczy poziom możliwych do przyłączenia nowych mocy wytwórczych w tej technologii, w perspektywie 2030 roku do około 4 GW, z możliwych do przyłączenia 10 GW w przypadku zachowania odległości minimalnej 500 metrów. Dodatkowo, zwiększona odległość minimalna obniży o około 2 GW potencjał w zakresie *repoweringu*, tj. zastępowania wyeksploatowanych turbin wiatrowych nowymi, bardziej wydajnymi.

Powyższe oznacza, że prognozy przyjęte w ramach scenariusza dla energetyki wiatrowej na lądzie są nierealne, przy obowiązującym reżimie prawnym bazującym na odległości minimalnej wynoszącej 700 metrów. Mając na uwadze przywołane w tym samym dokumencie prognozy dotyczące znaczącego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, w tym przede wszystkim niskoemisyjną, oraz konieczność zapewnienia niskoemisyjnej energii elektrycznej już w najbliższych latach, konieczne jest wprowadzenie odległości minimalnej 500 metrów, zgodnie z pierwotnym kształtem projektu nowelizacji Ustawy o inwestycjach.

Odnosząc się do prognozowanego tempa rozwoju sektora fotowoltaiki, oprócz już przywołanych barier wynikających z braku dostępnych mocy przyłączeniowych, kluczowa pozostaje problematyka związana z

procedurą planistyczną i dostępnością gruntów pod rozwój tych instalacji. Zwracamy tym samym uwagę na konieczność skorelowania zmian regulacji dotyczących planowania i zagospodarowania przestrzennego z ambicjami dotyczącymi przyrostu nowych mocy wytwórczych wyrażonych w ramach dokumentów strategicznych.

Zgodnie z procedowaną obecnie *ustawą o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw*, zmiana zagospodarowania terenu dotycząca wolnostojących instalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1000 kW na gruntach klas V i VI będzie musiała następować na podstawie planu miejscowego. Powyższe należy ocenić negatywnie, ze względu na fakt, że przywołana zmiana znacząco wydłuży proces inwestycyjny i ograniczy dostępność projektów inwestycyjnych OZE w kolejnych latach.

Stoimy na stanowisku, że z uwagi na ograniczoną przydatność przywołanych gruntów do celów rolnych, powinny być one preferowane do wykorzystania na potrzeby realizacji inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii, w tym instalacji fotowoltaicznych. Obecnie procedowane regulacje w obszarze planowania przestrzennego stanowią tym samym szansę na wdrażanie uproszczonych procedur w zakresie lokalizowania tego typu inwestycji, zgodnie z opisanym w dalszej części pisma prawem wspólnotowym.

Zwracamy jednocześnie uwagę na fakt, że przywołana nowelizacja nakłada na samorządy obowiązek uchwalenia planów ogólnych, które mają zastąpić studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, które przestaną obowiązywać z końcem 2025 r. i stanowić podstawę dla wydawania dalszych decyzji planistycznych.

Obserwując prowadzoną w tym zakresie debatę, przy udziale przedstawicieli lokalnych samorządów, ekspertów z zakresu urbanistyki oraz inwestorów zainteresowanych realizacją projektów instalacji odnawialnych źródeł energii, dostrzegamy obawę powstania wieloletniej luki inwestycyjnej i zablokowania możliwości lokalizowania nowych inwestycji. Biorąc pod uwagę czas oraz nakłady finansowe konieczne do uchwalenia planów ogólnych, a następnie planów miejscowych, proces inwestycyjny dla wielu technologii odnawialnych źródeł energii ulegnie wstrzymaniu. Powyższe rodzi poważne ryzyko dla realizacji zawartych w scenariuszu założeń w zakresie przyrostu nowych mocy koniecznych do utrzymania gospodarczego wzrostu w kraju.

Odnosząc się do sektora morskiej energetyki wiatrowej, z dostępnych analiz wynika, że jego potencjał jest znacząco wyższy niż przewidziany w ramach przedstawionego scenariusza i wynosi ok. 33 GW mocy zainstalowanej. Do wykorzystania pełnego potencjału tego sektora w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego, konieczna jest jednak modyfikacja przyjętego w 2021 r. *Planu zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich w skali 1:200 000* tak, by obejmował on nowe obszary przeznaczone pod rozwój morskich farm wiatrowych oraz właściwych regulacji umożliwiających realizację projektów na tych obszarach, w tym w zakresie dodatkowych wolumenów

aukcyjnych.

Mechanizm odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny

Istotnym elementem otoczenia regulacyjnego, rzutującym na możliwość rozwoju nowych inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz korzystania z energii niskoemisyjnej przez odbiorców energii, pozostaje mechanizm odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny Ustawy, zgodnie z *ustawą z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku* (dalej: „Ustawa o środkach nadzwyczajnych”), oraz *Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny* (dalej: „Rozporządzenie”).

Zważywszy na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oraz możliwości realizacji ścieżki przyrostu nowych niskoemisyjnych mocy wytwórczych przewidzianych w załączonym w ramach procesu prekonsultacji scenariuszu jest bardzo istotne, by przedmiotowa ingerencja była realizowana z założeniem, że wytwórcy energii elektrycznej w Polsce powinni zachować zdolność do działalności operacyjnej i inwestycyjnej.

Nadmierne ograniczanie przychodów wykraczające poza ramy czasowe przewidziane w *Rozporządzeniu Rady w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii* mogłoby spowodować zapaść inwestycyjną sektora OZE w perspektywie długoterminowej, a co za tym idzie doprowadzić do wzrostów cen energii.

Warto podkreślić, że utrzymujące się konsekwencje stanu epidemii, skutki społeczne i gospodarcze agresji Rosji na Ukrainę oraz dynamicznie zmieniające się uwarunkowania geopolityczne powodują, że parametry, w oparciu o które realizowane są projekty inwestycyjne, szybko stają się nieaktualne. Powyższe wynika z obserwowanych zaburzeń łańcuchów dostaw, wzrostu cen komponentów i surowców, w tym wahania na rynku stali, jak również problemów firm budowlanych z terminową realizacją inwestycji z uwagi na między innymi braki zasobów ludzkich, obecnie nasilonych w związku z przywołaną inwazją. Powyższe znajduje odzwierciedlenie we wszystkich stadiach rozwoju projektów: na etapie budowy, eksploatacji, czy w kontekście ich finansowania i kosztów kapitału.

Co więcej, aktualnie znaczna liczba projektów, w szczególności farm wiatrowych, wchodzi w fazę realizacji, co skutkuje wzmożoną konkurencją o usługi wykonawstwa i robót budowlanych w odniesieniu do sektora, który w ostatnich latach funkcjonował w bardzo ograniczonym zakresie. Przywołana ograniczona dostępność personelu firm budowlanych przekłada się na silny wzrost ogólnych kosztów wykonawstwa inwestycji infrastrukturalnych. Znacząco wzrastają również koszty eksploatacji, w tym serwisu i innych kosztów stałych, z uwagi na rosnącą inflację, czy konieczność nominowania umów w walucie EURO. Istotnym problemem pozostaje również wzrost kosztów finansowania projektów, z uwagi na dynamicznie zmieniająca się politykę pieniężną w kraju i wskaźniki makroekonomiczne, w tym znaczący wzrost wskaźnika WIBOR.

Mając na uwadze powyższe uwarunkowania, należy jednoznacznie krytycznie odnieść się do rozwiązania w postaci bezwzględnej objęcia waloryzowaną ceną zwycięskiej oferty całego wolumenu wytwórców korzystających z systemu aukcyjnego. Podkreślić należy, iż modele finansowe przedsięwzięć biorących udział w aukcjach z zamiarem zabezpieczenia taryfy aukcyjnej jedynie dla części generacji nie przewidywały sytuacji, w których rozliczenie na poziomie oferowanej ceny aukcyjnej obejmowałoby cały wolumen wytwarzanej energii. Powszechną praktyką stosowaną przez wytwórców jest pozostawianie częściowej ekspozycji na ceny notowane na rynku hurtowym tak, by zwiększyć osiągnięty przychód celem osiągnięcia parametrów warunkujących pozyskanie finansowania dla realizacji inwestycji. Powyższe rozwiązanie niejednokrotnie determinowało poziom rentowności całego przedsięwzięcia, podczas gdy zabezpieczenie taryfy wiązało się z niższymi cenami jednostkowymi energii w stabilnej, maksymalnie 15-letniej perspektywie. Pozbawianie ekspozycji rynkowej może więc stanowić istotne zagrożenie dla rentowności instalacji obecnych w systemie aukcyjnym.

Postulujemy więc, by wytwórcy korzystając z systemu aukcyjnego, w zakresie wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej poza tym systemem, o których mowa w § 2 pkt 1 lit. a, zostali objęci ceną referencyjną. Powyższe pozwoli na częściowe ograniczenie opisanych powyżej czynników ryzyka. Dodatkowo, z uwagi na przywołane czynniki makroekonomiczne, w tym niekorzystne przewidywania dla kształtowania się poziomu inflacji, oraz kryzys gospodarczy postulujemy, by cena referencyjna, o której mowa w § 2 pkt 1 lit. b Rozporządzenia, podlegała corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego tak, jak ma to miejsce w ramach systemu aukcyjnego. Nie znajduje uzasadnienia rezygnacja z corocznej waloryzacji ceny referencyjnej w odniesieniu do mechanizmu limitu ceny i stanowi przejaw niesprawiedliwego traktowania. Ponadto postulujemy, by objęcie wytwórców ceną referencyjną w ramach mechanizmu limitu ceny miało charakter trwały, a cena ta, poza waloryzacją, nie była aktualizowana.

Jak wskazywaliśmy wielokrotnie, mechanizm limitowania możliwych do uzyskania przychodów powinien uwzględniać faktycznie realizowany przez wytwórców energii dochód rynkowy, niezależnie od formy umownej, z uwzględnieniem umów o zakup energii i innych operacji, w szczególności tych zabezpieczających przed wahaniami na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz z wyłączeniem wszelkiego wsparcia udzielanego przez państwo.

Mechanizm limitu ceny nie powinien zniechęcać uczestników rynku do zawierania bilateralnych zobowiązań umownych, ani generować konieczności zrywania tego typu umów. Nie powinien również rodzić ryzyka w postaci rezygnacji przez wytwórców z prowadzenia sprzedaży gwarancji pochodzenia. Przywołane skutki w ocenie Stowarzyszenia wystąpią w przypadku wejścia w życie przewidzianych w uchwalonej przez Sejm w dniu 16 czerwca br., przywołanej już *ustawie o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* (druk sejmowy nr 3237) zmian do Ustawy o środkach nadzwyczajnych w przyjętym przez Sejm kształcie.

Zmiany te spowodują konieczność przekazywania przez wytwórców w ramach odpisu 97 proc. sumy przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia, niezależnie od tego, czy uzyskana przez danego wytwórcę cena rynkowa przekracza limit ceny określony na podstawie Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny.

Biorąc pod uwagę konieczność ponoszenia przez wytwórców energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii opłat związanych z obsługą rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii oraz wewnętrznych kosztów obsługi procesu wnioskowania o wydanie i sprzedaży gwarancji pochodzenia przedmiotowa zmiana spowoduje, że obrót tymi dokumentami przestaje być dla tych podmiotów opłacalny. W konsekwencji zrezygnują one ze sprzedaży gwarancji pochodzenia w roku bieżącym lub z wnioskowania do Urzędu Regulacji Energetyki o ich wydanie.

Powyższe skutkować będzie drastycznym ograniczeniem podaży gwarancji pochodzenia na krajowym rynku i brakiem dostępności tych dokumentów dla odbiorców energii. Podkreślenia wymaga, że zgodnie z krajowym ustawodawstwem, gwarancje pochodzenia stanowią jedyny dokument potwierdzający pochodzenia danego wolumenu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Skutki omawianych zmian będą więc dotkliwe dla wszystkich przedsiębiorstw raportujących ograniczanie negatywnego wpływu prowadzonej działalności na środowisko. Warto jednocześnie podkreślić, że dostępność niskoemisyjnej energii, z jednej strony niejednokrotnie determinuje realizację zagranicznych inwestycji w Polsce, z drugiej zaś przesądza o możliwości uczestniczenia polskich dostawców w globalnych łańcuchach dostaw.

Zjawisko w postaci ograniczenia dostępności gwarancji pochodzenia na rynku będzie dotkliwe tym bardziej, gdy uwzględni się fakt, że Urząd Regulacji Energetyki nie jest obecnie członkiem europejskiej organizacji zrzeszającej organy wydające gwarancje pochodzenia *Association of Issuing Bodies*, a co za tym idzie nie jest możliwy płynny transgraniczny transfer gwarancji pochodzenia do Polski i pozyskanie tych dokumentów z innych krajów. Warto podkreślić, że od około czterech lat procedura członkostwa w przywołanej organizacji nie została podjęta, a jednocześnie wprowadzane są przepisy, które z dużym prawdopodobieństwem doprowadzą do całkowitego unicestwienia rynku gwarancji pochodzenia w Polsce.

Co więcej, osiągnięcie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE powoduje, że są oni bardziej konkurencyjni w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, co w konsekwencji przekłada się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej i ogólnym obniżeniem cen energii elektrycznej na rynku.

Planowane zmiany będą oznaczały także ograniczenie powstającego dopiero w Polsce rynku umów PPA, co jest o tyle niezrozumiałe, że kontrakty tego typu, z uwagi na ich charakter, wpływają pozytywnie

na ograniczenie i stabilizację cen energii elektrycznej w długim horyzoncie czasu, tj. inaczej niż ustawa cenowa, która koncentruje się na działaniach krótkoterminowych.

Mając na uwadze powyższe oraz fakt, że zarówno dostępność gwarancji pochodzenia, jak i upowszechnianie się umów PPA, przesądza o poziomie konkurencyjności polskiej gospodarki i krajowego sektora odnawialnych źródeł energii, zwracamy uwagę na zasadność prac nad przywołanymi zmianami i wypracowanie rozwiązań o charakterze regulacyjnym w tym zakresie, przy udziale przedstawicieli sektora, w tym w szczególności wytwórców, jak i odbiorców energii.

Dyrektywa RED III

Istotnym elementem uwzględnianym w ramach programowania krajowej niskoemisyjnej transformacji energetycznej, powinna być nowelizowana *dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (dalej: „Dyrektywa RED III”). W ramach założeń do tego dokumentu, przewidziano m.in. wprowadzenie przyspieszonej procedury wydawania pozwoleń administracyjnych dla inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii. Państwa członkowskie zostaną zobowiązane do wskazania obszarów, w których możliwe będzie zastosowanie uproszczonej i przyspieszonej procedury, trwającej maksymalnie 12 miesięcy. Dla pozostałych obszarów, okres ten ma wynosić maksymalnie 24 miesiące.

Stoimy na stanowisku, że krajowe dokumenty strategiczne powinny uwzględniać przywołane działania programowane na poziomie prawa wspólnotowego oraz kreować ramy czasowe, w których powinny one być implementowane do krajowego porządku prawnego. W naszej ocenie powyższe powinno nastąpić najpóźniej do końca 2024 roku.

Mając na uwadze, że przedmiotowe prekonsultacje stanowią wstępny etap opracowywania docelowej strategii, która będzie podlegać dalszym przeobrażeniom, powyżej przedstawione zostały wstępne założenia naszych uwag. Wyrażamy nadzieję, że w możliwie szybkim terminie właściwy dokument stanowiący aktualizację PEP 2040 oraz KPEiK zostanie poddany konsultacjom publicznym i wówczas przedstawimy bardziej szczegółowe stanowisko.

Z poważaniem,



Sebastian Kwapuliński

Prezes Zarządu