

Warszawa, dnia 18 marca 2022 r.

Sz. P. Anna Moskwa  
Minister Klimatu i Środowiska

**Stanowisko Stowarzyszenia Energii Odnawialnej dotyczące projektu  
ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw  
(RCL UC99)**

Szanowna Pani Minister,

Działając w imieniu Stowarzyszenia Energii Odnawialnej, w nawiązaniu do pisma z dnia 25 lutego br. w sprawie konsultacji publicznych projektu *ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* (dalej: „Projekt”), poniżej przedstawiamy uwagi Stowarzyszenia.

Na wstępie należy odnotować, że zasadniczym celem projektu jest implementacja do polskiego porządku prawnego *dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (dalej: „Dyrektywa RED II”).

**System zielonych certyfikatów**

Zasadniczą zmianą przewidzianą w Projekcie w obszarze systemu zielonych certyfikatów jest modyfikacja art. 47 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „Ustawa OZE”) oraz uchylenie art. 47 ust. 7. Ma ona na celu odblokowanie możliwości uiszczania opłaty zastępczej przez podmioty zobowiązane do umarzania zielonych certyfikatów pod warunkiem, że w dacie przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia miesięczna cena średnioważona praw majątkowych nie będzie niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej.

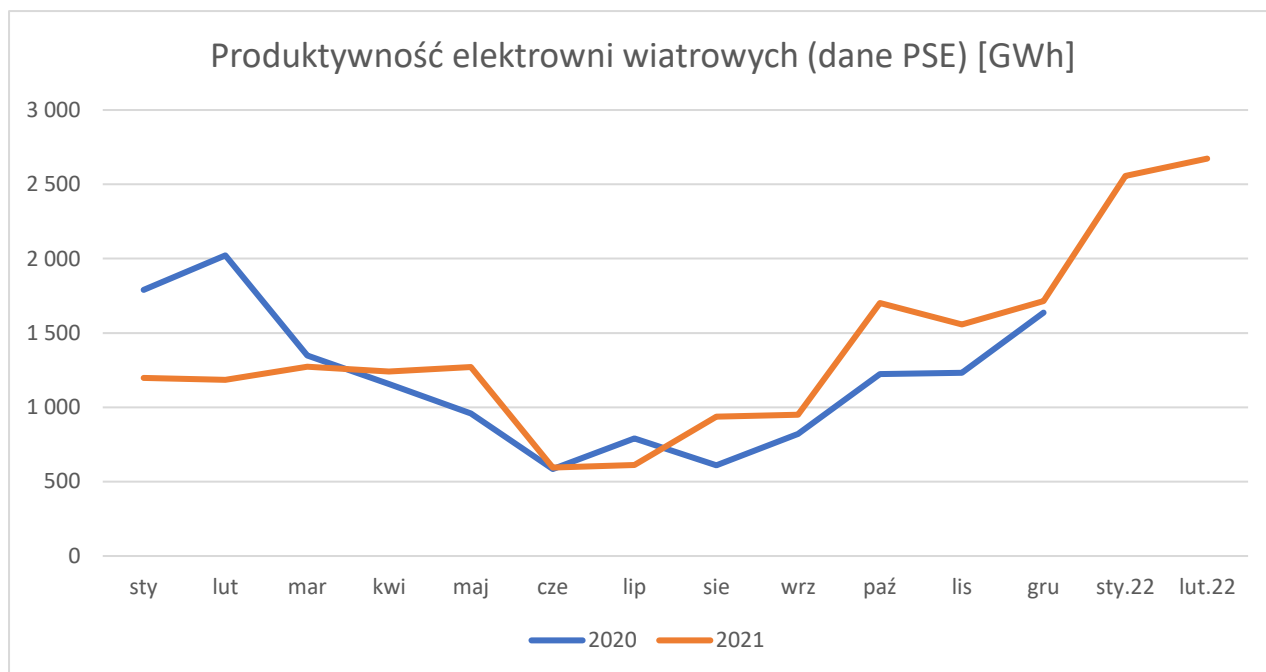
Biorąc pod uwagę, że sposób obliczania opłaty zastępczej nie ulega modyfikacji w ramach Projektu, a więc opłata ta w danym roku stanowi 125 % średnioważonej ceny rocznej uwzględniającej transakcje z poprzedniego roku kalendarzowego, w ocenie Stowarzyszenia projektowany mechanizm przyczyni się do ograniczenia wahań cen zielonych certyfikatów na rynku i obserwowanych w ostatnim okresie jej znaczących wzrostów.

Jednocześnie mechanizm, zgodnie z którym opłaty zastępczej nie można uiszczać w przypadku, gdy cena miesięczna jest niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, pozwoli na ograniczenie silnych spadków cen tych instrumentów wsparcia w perspektywie krótkoterminowej.

Stoimy na stanowisku, że projektowany mechanizm ma szansę przyczynić się do stabilizacji i utrzymania cen na akceptowalnych poziomach zarówno dla wytwórców, jak i podmiotów zobowiązanych. Powyższe będzie jednak możliwe jedynie wówczas, gdy rynek będzie odpowiednio zbilansowany w zakresie podaży i popytu zielonych certyfikatów.

Kluczowym mechanizmem służącym do regulowania tych parametrów pozostaje określanie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów. Kształtując go należy brać pod uwagę między innymi bieżące i prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną, moce wytwórcze funkcjonujące w ramach tego systemu w kolejnych latach oraz dane dotyczące bieżącej i prognozowanej produktywności poszczególnych technologii wytwórczych. Z uwagi na aktualną strukturę mocy zainstalowanej w podziale na poszczególne technologie, najistotniejszym parametrem determinującym podaż tych instrumentów pozostaje wietrzność.

Rodzaj instalacji OZE	Ilość [MWh]			
	2017	2018	2019	2020
Biogaz	1 035 254,601	1 010 937,483	932 637,188	635 537,773
Biomasa	3 514 789,021	4 084 445,101	4 942 446,242	2 295 923,186
PV	81 706,723	95 803,210	93 661,383	66 621,733
Wiatr	14 951 718,568	12 793 466,739	14 990 716,052	11 412 176,088
Hydroenergia	809 875,423	575 731,628	466 697,556	345 403,795
Współspalanie	1 000 565,525	841 994,111	1 012 975,256	702 303,064
<b>Łącznie</b>	<b>21 393 909,861</b>	<b>19 402 378,272</b>	<b>22 439 133,677</b>	<b>15 457 965,639</b>



Analiza przywołanych, kluczowych z perspektywy rynku zielonych certyfikatów czynników, pozwala na odpowiednie zaprojektowanie poziomu obowiązku umarzania tak, by z jednej strony uniknąć nadmiernej nadwyżki tych instrumentów na rynku, z drugiej zaś ich nadmiernego niedoboru, co w sposób bezpośredni przekłada się na niekorzystne silne wahania cen.

W ocenie Stowarzyszenia do wystąpienia począwszy od sierpnia 2021 r. wysokich notowań zielonych certyfikatów w dużej mierze przyczyniła się bardzo niska wietrzność w I kwartale tego samego roku (r/r dynamika wyniosła 30 %), która przełożyła się na niską podaż tych instrumentów na rynku w kolejnych kwartałach. Jednocześnie rok 2021 cechował się zwiększonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną (r/r dynamika 5,36 %), stanowiącym bazę popytową dla rynku świadectw pochodzenia. Powyższe zjawiska należy ocenić jako przejściowe, a co za tym idzie również obserwowane silne wzrosty cen mają charakter incydentalny.

W ostatnim kwartale 2021 r., jak również w pierwszych miesiącach 2022 r. produktywność elektrowni wiatrowych gwałtownie wzrosła (r/r dynamika dla m-cy styczeń oraz luty w 2022 r. wyniosła aż 119 %). Mając na uwadze specyfikę rynku zielonych certyfikatów oraz fakt, że świadectwa pochodzenia wydawane są zazwyczaj z kilkumiesięcznym opóźnieniem w stosunku do wytworzenia określonego wolumenu energii, ceny zielonych certyfikatów w nadchodzących miesiącach będą spadać. Omawiany trend możemy obserwować już teraz – w dniu 10 marca 2022 r. indeks TGEozea wyniósł 206,86 PLN/MWh, podczas gdy w dniu 18 stycznia było to 263,03 PLN/MWh.

Jednocześnie pogląd wyrażany w uzasadnieniach do kolejnych wersji rozporządzenia określającego poziom obowiązku umarzania zielonych certyfikatów, zgodnie z którym znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania jest odpowiedzią na wychodzenie instalacji z systemu w związku z zakończeniem przysługującego im 15-letniego okresu wsparcia, nie ma oparcia w faktach. Jak wynika z danych Urzędu Regulacji Energetyki,

skala tego zjawiska w najbliższych latach będzie nieznacząca, a w 2023 roku może ono ograniczyć podaż zielonych certyfikatów o ok. 1,5 TWh – stanowi to w przybliżeniu 7,5 % całej szacowanej na ok. 20 TWh rocznej podaży na tym rynku, zaś obserwowane wahania poziomów wietrzności znacząco ograniczają możliwość uwidocznienia tego trendu w ogólnym bilansie.

W ocenie Stowarzyszenia, jednoczesne umożliwienie uiszczania opłaty zastępczej i znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów spowoduje silne rozchwianie tego rynku i trudne do przewidzenia konsekwencje dla uczestników rynku hurtowego energii. Powyższe przyczyni się do ponownej destabilizacji rynku świadectw pochodzenia i odbije na kondycji finansowej podmiotów w nim uczestniczących.

Jednocześnie podkreślenia wymaga, że zmiany te nie znajdą istotnego przełożenia na ceny energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Odnosząc się do kosztów po stronie odbiorców przemysłowych należy zaznaczyć, że podmioty te dysponują narzędziami służącymi do ograniczania kosztów związanych z wykorzystywaną przez siebie energią elektryczną. *Ustawa z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* wprowadziła nowe ramy funkcjonowania systemu rekompensat dla tego typu przedsiębiorstw, w ramach których maksymalny limit środków przeznaczony na wypłaty rekompensat w latach 2022-2031 ma wynieść ponad 45 mld zł.

Mając na uwadze powyższe postulujemy, by ingerencja w system zielonych certyfikatów na tym etapie ograniczyła się do odblokowania możliwości uiszczania opłaty zastępczej zgodnie z Projektem, a ewentualne decyzje dotyczące obniżenia poziomu obowiązku świadectw pochodzenia były podejmowane po przeprowadzeniu analizy wpływu funkcjonowania tego mechanizmu na ogólny bilans zielonych certyfikatów oraz kształtowania się poziomów cen tych instrumentów.

Jednocześnie w ocenie Stowarzyszenia znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów na tym etapie stanowiłoby opóźnioną reakcję na przejściowe zjawiska, które już nie występują i jako nieadekwatne doprowadziłyby do destabilizacji rynku świadectw pochodzenia.

### **System gwarancji pochodzenia**

Jednym z istotnych elementów projektowanej nowelizacji jest obszar gwarancji pochodzenia, w ramach którego dokonywanych jest szereg korzystnych zmian wynikających z zapisów Dyrektywy RED II, jak również kierunkowych zmian zawartych w projekcie aktualizowanej normy CEN EN 16325. Zmiany te obejmują między innymi rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia o nowe nośniki energii, takie jak energia ciepła oraz chłodu z odnawialnych źródeł energii, czy zielony wodór i biometan, oraz szereg modyfikacji związanych z implementacją wymogów wynikających z Dyrektywy RED II, ukierunkowanych między innymi na możliwość synchronizacji polskiego systemu gwarancji pochodzenia z *Association of Issuing Bodies* (dalej: „AIB”).

Zgodnie z projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015

r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”). Jednocześnie intencją projektodawcy wyrażoną w uzasadnieniu, częściowo znajdującą odzwierciedlenie w projektowanym art. 120 ust. 7 jest, by wytwórca będący stroną takiej umowy i jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie miał możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem jest charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem.

W ocenie Stowarzyszenia nie jest zasadne ograniczanie swobody rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Podkreślenia wymaga, że obecnie stanowią one odrębny strumień przychodów wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, a obligatoryjne przekazywanie tych instrumentów w ramach umowy PPA doprowadziłoby do marginalizacji ich wartości. Jednocześnie osiągnięcie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE podnosi poziom ich konkurencyjności w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, w konsekwencji przekładając się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej.

Obligatoryjne przekazywanie gwarancji pochodzenia z jednej strony uszczupli potencjalne przychody uzyskiwane przez wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś znacząco ograniczy obrót gwarancjami pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii i ich ogólną dostępność. Powyższe postrzegamy więc jako zjawisko negatywne zarówno z punktu widzenia interesu wytwórców, jak również płynności obrotu.

Powyższe może stanowić istotny problem również z punktu widzenia przemysłu, w związku ze zmodyfikowanym na mocy *ustawy z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* systemem rekompensat. Podmioty zainteresowane otrzymaniem wsparcia muszą spełnić jeden z trzech warunków określonych w tej ustawie. Jednym z nich jest wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej 30% energii elektrycznej, w odniesieniu do której uzyskano rekompensaty, została wytworzona ze źródeł zapewniających całkowite uniknięcie emisji gazów cieplarnianych. Może to zostać zrealizowane poprzez uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia. Dodatkowo, odnosząc się do kwestii dostępności gwarancji pochodzenia, konieczne w ocenie Stowarzyszenia jest umożliwienie dalszego rozwoju sektora energetyki wiatrowej na lądzie poprzez dokończenie procesu zmian w *Ustawie z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych* (dalej: „Ustawa o inwestycjach”) w zakresie liberalizacji kryterium odległościowego. Podkreślić należy, że sektor ten dysponuje największym potencjałem w zakresie możliwości zapewnienia dostaw zielonej energii, po akceptowalnych cenach. Jednocześnie w związku z brakiem możliwości rozwijania nowych projektów wiatrowych spowodowanym ograniczeniami lokalizacyjnymi wynikającymi z *Ustawy z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, na rynku pozostaje jednak coraz mniej dostępnych

projektów. Co więcej, ze względu na obowiązywanie przywołanych ograniczeń lokalizacyjnych spodziewać należy się powstania wieloletniej luki w zakresie dostępności projektów elektrowni wiatrowych znajdujących się w fazie rozwoju. Mając na uwadze występującą w Polsce rozproszoną zabudowę oraz świadomość, że cykl przygotowania projektów do fazy gotowej do realizacji wynosi w przybliżeniu 5 - 6 lat, to właśnie tyle wyniosłby potencjalny przestój, który powstanie w przypadku alokacji istniejących projektów w ramach wolumenów aukcji przeprowadzanych w najbliższych latach.

Mając na uwadze powyższe rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane.

Ponadto, odnosząc się do kwestii związanych z finansowaniem składki członkowskiej w AIB, podkreślić należy, iż zasadniczym celem przystąpienia Urzędu Regulacji Energetyki, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do europejskiego stowarzyszenia zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia AIB, jest uzyskanie płynnego obrotu tymi instrumentami pomiędzy rynkiem polskim a zagranicznymi.

System gwarancji pochodzenia stanowi immanentny element sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce, a jego konsekwentny i harmonijny rozwój przyczynia się do stabilizowania ram funkcjonowania poszczególnych systemów wsparcia i co za tym idzie pozwala na długofalowe zabezpieczenie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie. Koszty członkostwa w AIB pozostają tym samym warunkiem poprawnej, w wymiarze materialnym, implementacji ogółu zobowiązań dotyczących krajowych regulacji sektora odnawialnych źródeł energii, wynikających z Dyrektywy RED II, jednocześnie wpisując się w założenia, jakie przyjęto dla funkcjonowania mechanizmu opłaty OZE.

Podkreślenia wymaga, że członkostwo Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w AIB pozostaje kluczowe dla właściwego wywiązywania się tego podmiotu ze sprawnej realizacji czynności w zakresie uznawania gwarancji pochodzenia oraz ich transgranicznego obrotu.

Powyższe wynika z faktu, że implementacja aktualizacji normy *PN-EN 16325*, w wypracowanym obecnie kształcie projektu tego dokumentu, spowoduje całkowite ograniczenie eksportu gwarancji pochodzenia w formie dokumentów poświadczających umorzenie gwarancji pochodzenia na rzecz podmiotów z innych krajów Unii Europejskiej (procedura tzw. *ex-domain cancellation*, polegająca na dokonaniu umorzenia gwarancji pochodzenia znajdującej się w polskim rejestrze na rzecz podmiotu znajdującego się w innym kraju, bez dokonania przekazania gwarancji pochodzenia z polskiego rejestru do rejestru w innym kraju). Aby zobrazować znaczenie przywołanych zmian oraz skalę potencjalnego wpływu na wolumen obrotu tych instrumentów w Polsce należy odnotować, że prawie 75% dokonywanych umorzeń za 2019 rok w Rejestrze Gwarancji Pochodzenia odbywała się przy zastosowaniu powyższego mechanizmu i dotyczyła podmiotów zagranicznych (11,5 TWh z 15,5 TWh umorzeń za rok 2019). Wykluczenie powyższego mechanizmu oznaczać będzie konieczność przekazywania znaczących wolumenów gwarancji pochodzenia do innych krajów członkowskich w celu ich umorzenia, co obecnie nie jest realizowane.

Powyższe spowoduje wystąpienie znaczących obciążeń administracyjnych po stronie Urzędu Regulacji

Energetyki, z uwagi na konieczność weryfikacji wniosków o uznanie gwarancji pochodzenia z zagranicy oraz dokonywanie bilateralnych uzgodnień w zakresie parametrów gwarancji pochodzenia pomiędzy Polską a innymi krajami. W naszej ocenie doprowadzi to do niewydolności systemu gwarancji pochodzenia, związanej z koniecznością przekazywania gwarancji pochodzenia do podmiotów zagranicznych i uznawania ich w innych rejestrach.

W ocenie Stowarzyszenia członkostwo w AIB jest *de facto* narzędziem zapewniającym Urzędowi Regulacji Energetyki możliwość realizacji ustawowych zadań podejmowanych przez ten urząd w zakresie przede wszystkim transgranicznej wymiany gwarancji pochodzenia. Dlatego uzasadnione wydaje się, aby to właśnie Urząd Regulacji Energetyki ponosił koszty składki członkowskiej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku kosztów związanych z obsługą Internetowej Platformy Aukcyjnej, a koszty te powinny być odpowiednio ujęte w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z niniejszej ustawy.

Uwagi szczegółowe do projektowanych zmian w zakresie systemu gwarancji pochodzenia zostały przedstawione w formie tabelarycznej w załączeniu do niniejszego pisma.

### **Terminy aukcyjne**

Projekt przewiduje modyfikację art. 74 ust. 1 pkt 1 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, mającą na celu zrównanie sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużenie do 33 miesięcy odpowiednio maksymalnego wieku urządzeń wykorzystywanych w ramach instalacji oraz terminu sprzedaży energii po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego. Projektodawca uzasadnia powyższe potrzebą uwzględnienia z jednej strony odległych terminów realizacji przyłącza proponowanych przez operatorów sieci, z drugiej zaś uwarunkowań rynkowych związanych z opóźnieniami w realizacji zamówień przez dostawców komponentów.

W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest umożliwienie uzyskania przez wytwórców, których oferty wygrały aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii, niezależnie od wykorzystywanej technologii, dodatkowego wydłużenia o 6 miesięcy terminu realizacji zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego oraz maksymalnego wieku urządzeń wchodzących w skład danej instalacji, z uwagi na utrzymujący się stan epidemii, jak również skutki społeczne i gospodarcze agresji Rosji na Ukrainę.

Powyższe jest istotne ze względu na obserwowane zaburzenia łańcuchów dostaw, wzrosty cen komponentów i surowców, w tym stali, jak również problemy firm budowlanych z terminową realizacją inwestycji z uwagi na między innymi brak personelu, obecnie nasilone w związku z przywołaną inwazją. Innym istotnym zagadnieniem stanowiącym zagrożenie dla terminowości realizacji projektów są bariery administracyjne i proceduralne związane z opóźnieniami występującymi po stronie organów administracji państwowej i samorządowej, jak również przewlekły charakter działań podejmowanych przez operatorów sieci, którzy z uwagi na aktualną sytuację epidemiologiczną mają trudności z terminową realizacją wyznaczonych prac oraz dokonywaniem odbiorów instalacji. Powyższe czynniki nawarstwiają się i generują poważne trudności z

dotrzymaniem terminów przez inwestorów OZE.

Dodatkowo aktualnie obserwujemy, że znaczna liczba projektów, w szczególności farm wiatrowych, wchodzi w fazę realizacji, co skutkuje wzmożoną konkurencją na rynku wykonawstwa i robót budowlanych w odniesieniu do sektora rynku, który w ostatnich latach funkcjonował w bardzo ograniczonym zakresie. Jednocześnie aktualne ceny usług w zakresie wykonawstwa nie były brane pod uwagę przez wytwórców w momencie składania ofert aukcyjnych.

Brak zagrożenia dla osiągnięcia celu OZE daje możliwość rozłożenia w czasie realizacji budowy tych projektów, zmniejszając tym samym presję ciążącą na inwestorach oraz ich podwykonawcach. Jest to również o tyle istotne, że nadal odczuwalne są negatywne skutki przestoju gospodarczego, spowodowanego przez COVID-19, w postaci wysokich cen metali i kosztów logistyki.

Co szczególnie istotne, konsekwencją niewywiązania się przez wytwórcę z tych terminów, jest przepadek wniesionej kaucji, jak również brak możliwości objęcia danej instalacji ofertą w ramach aukcji przez okres kolejnych trzech lat. Możliwość uzyskania dodatkowego wydłużenia przedmiotowych terminów pozwoliłaby więc na uniknięcie istotnego ryzyka w postaci niepowstania takich instalacji, co należy ocenić jako jednoznacznie niekorzystne z perspektywy rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz w obliczu szeroko dyskutowanej konieczności zapewnienia dostaw zielonej energii.

Mając na uwadze powyższe, postulujemy dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a Ustawy OZE oraz okresów, o których mowa w art. 74 ust. 1 tej ustawy, poprzez wprowadzenie:

- 1) możliwości wystąpienia przez wytwórców, którzy do tej pory nie uzyskali postanowienia Prezesa URE o przedłużeniu terminu, o uzyskanie przedłużenia o okres maksymalnie 18 miesięcy,
- 2) możliwości ponownego wystąpienia przez wytwórców, którzy już uzyskali przedłużenie terminu o dodatkowy okres tak, aby łączny okres przedłużenia nie przekraczał w takim przypadku 18 miesięcy.

### **Umowy PPA**

Zgodnie z przywołanym już w odniesieniu do systemu gwarancji pochodzenia projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy OZE a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”).

Zapis w zaproponowanym brzmieniu przewiduje, że umowa PPA będzie wyłącznie umową z dostawą fizyczną energii, ignorując tym samym bardziej przystępną i coraz bardziej popularną formułę wirtualnej umowy PPA, w ramach której odbiorcy również pozyskują gwarancje pochodzenia, rozliczając różnicę pomiędzy ustaloną ceną stałą a ceną giełdową, zaś sama energia sprzedawana jest zazwyczaj przez spółkę obrotu na giełdzie. W takiej sytuacji wirtualna umowa PPA przestaje być atrakcyjna dla odbiorcy, ponieważ nie obejmuje konieczności przekazania gwarancji pochodzenia a następnie ich umorzenia przez odbiorcę.



Umowa na sprzedaż energii zawierana ze spółkami obrotu również przestaje być atrakcyjna ze względu na fakt, że pozyskane przez spółkę obrotu gwarancje pochodzenia nie będą mogły podlegać dalszemu obrotowi, niemożliwe będzie także ich umorzenie na rzecz odbiorcy przemysłowego.

Projektowana konstrukcja spowoduje ograniczenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, utrudniając proces zawierania wirtualnych umów PPA, które nie zostały objęte przywołaną definicją, a co za tym idzie domyślnie nie obejmują gwarancji pochodzenia. Powyższe zmiany zawężą krąg podmiotów chętnych do zawierania umów PPA do wyłącznie odbiorców końcowych zainteresowanych umorzeniem na siebie gwarancji pochodzenia.

Mając na uwadze powyższe, rekomendujemy modyfikację definicji tak, by stroną umowy PPA był odbiorca końcowy w rozumieniu art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne, postulując jednocześnie uwzględnienie wcześniejszej uwagi dotyczącej zachowania swobody obrotu gwarancjami pochodzenia przedstawionej w niniejszym piśmie.

### **Instalacja hybrydowa**

Stowarzyszenie Energii Odnawialnej stale monitoruje skutki rozwoju energetyki odnawialnej dla całego systemu energetycznego. W pełni podzielamy pogląd, że dynamiczny rozwój sektora fotowoltaiki i energetyki wiatrowej dla optymalizacji wykorzystania sieci dystrybucyjnych, wymaga wprowadzenia rozwiązań, które pozwolą na zdecydowaną poprawę wskaźnika wykorzystania mocy poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i zagwarantuje korzyści wynikające z eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Stowarzyszenie Energii Odnawialnej wspiera wszelkie działania mające na celu badania i rozwój wszelkich form magazynowania energii, w tym także działania legislacyjne stymulujące badania i inwestycje w tym obszarze. Tworzenie sprzyjających warunków dla budowy układów hybrydowych, poza lepszym wykorzystaniem sieci dystrybucyjnej zwiększa także bezpieczeństwo energetyczne poprzez rozłożenie dostaw energii odnawialnej z mniej stabilnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii.

Mając na uwadze, że tworzenie warunków oraz stymulowanie budowy układów hybrydowych OZE wykorzystujących magazynowanie energii jest wielce pożądane, w naszym przekonaniu projektowane zmiany należy ocenić pozytywnie.

Należy jednak podkreślić, że warunkiem realizacji i rozwoju tego typu instalacji jest ich komercyjna opłacalność. Konieczne jest więc odpowiednie zaprojektowanie ich roli w systemie aukcyjnym, poprzez ukształtowanie na właściwym poziomie ceny referencyjnej oraz zapewnienie odpowiednich wolumenów aukcyjnych. Ponadto, w związku z charakterystyką instalacji hybrydowych oraz ich korzystnym wpływem na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej, rekomendujemy wprowadzenie regulacji prawnych dających możliwość przyłączania tego typu instalacji do sieci na preferencyjnych warunkach.

Dodatkowo, w ocenie Stowarzyszenia, kluczowym czynnikiem warunkującym rozwój instalacji hybrydowych pozostaje możliwość rozwijania projektów elektrowni wiatrowych, które z uwagi na fakt, że

pozostają najtańszą technologią wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, powinny stanowić ich istotny element. Mając na uwadze podnoszoną wcześniej zasadność rozwijania instalacji hybrydowych, podnoszona już w niniejszym piśmie konieczność modyfikacji kryterium odległościowego jest aktualna również w kontekście rozwoju instalacji hybrydowych.

Jednocześnie informujemy, że z uwagi na szeroki zakres merytoryczny Projektu oraz jego objętość, w najbliższym czasie, jednak po zakończeniu terminu konsultacji publicznych, przekazemy dodatkowe uwagi szczegółowe do projektowanych regulacji.

Z poważaniem,



---

Łukasz Zagórski

Prezes Zarządu