

<p>Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Miłosz Motyka – Podsekretarz Stanu</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Michał Łęski – Zastępca Dyrektora Departament Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: michal.leski@klimat.gov.pl; Paweł Wysocki – Naczelnik Wydziału Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: pawel.wysocki@klimat.gov.pl; Łukasz Zdzeszyński – główny specjalista, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: lukasz.zdzeszynski@klimat.gov.pl.</p>	<p>Data sporządzenia 25.09.2024 r.</p> <p>Źródło: Inicjatywa własna</p> <p>Nr w wykazie prac RM UD89</p>
--	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy”, są dokonywane zmiany w ramach wielu obszarów dotyczących odnawialnych źródeł energii, których wspólnym celem jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii, zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

I. Restrykcyjne zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie

W dniu 23 kwietnia 2023 r. weszła w życie ustawa z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 553, z późn. zm.), zwana dalej: „nowelizacją ustawy o inwestycjach”. Przepisy nowelizacji ustawy o inwestycjach generalną zasadę „10H”, która polegała na określeniu wymogu minimalnej wymaganej odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, zwanych dalej: „zabudową mieszkaniową”, wynoszącej dziesięciokrotność jej całkowitej wysokości. Odległość ta może zostać zmniejszona przez radę gminy w ramach uchwalonego miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, zwanego dalej: „MPZP”. Jednakże, wyznaczona w MPZP odległość nie może być mniejsza niż 700 m.

Nowelizacja ustawy o inwestycjach w sposób niewystarczający zliberalizowała zasadę odległościową. Zastosowanie zasady 700 m nadal nie pozwoliło na odblokowanie pełnego potencjału projektów w lądowej energetyce wiatrowej, zwanej dalej LEW, które ukończyły etap planistyczny i mogłyby zostać wybudowane w szybszym tempie.

Zakończony proces planistyczny tych inwestycji oznacza, że mogłyby one przejść do fazy realizacji znacznie szybciej a tym samym zostać wybudowane i rozpocząć wytwarzanie zielonej energii, zasilając pracę krajowego systemu elektroenergetycznego. Około 84% obowiązujących planów miejscowych, w których zlokalizowano projekty LEW jeszcze przed wejściem w życie ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 317), zwanej dalej: „ustawą o inwestycjach” jest niemożliwych do inwestycyjnego wykorzystania ze względu na to, że zdecydowana większość takich inwestycji została zlokalizowana w odległości 450-650 m od najbliższych zabudowań.

Warto również wskazać, że dotąd projekty LEW powstawały w oparciu o przepisy przejściowe, co umożliwiło dokończenie najbardziej zaawansowanych projektów inwestycyjnych, dla których postępowania budowlane rozpoczęły przed dniem 16 lipca 2016 r. Obecny etap rozwoju technologii LEW jak i potrzeby krajowego systemu elektroenergetycznego wymagają uzupełnienia o nowe moce w i tym samym ostatecznego odejścia od zasady odległościowej „10H”.

Zgodnie z przekazaną do Komisji Europejskiej wstępną wersją aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r., zwanego dalej „KPEiK”, prognozy wskazują na wzrost udziału OZE w elektroenergetyce do co najmniej 50% w 2030 r. Wymagać to będzie między innymi zrównoważonego rozwoju LEW. Przewiduje się, że w 2030 r. łączna moc zainstalowana w LEW wyniesie ok. 15,8 GW. Na koniec kwietnia 2024 r. moc zainstalowana w LEW wyniosła 9,5 GW (dane ARE S.A.). W wyniku aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2023 zakontraktowano ponad 274 TWh energii o wartości ponad 66,8 mld zł, z czego na LEW przypada ponad 168 TWh o wartości prawie 36 mld zł.

Do kwietnia 2024 r. w ramach aukcyjnego systemu wsparcia OZE uruchomiono instalacje LEW o mocy ponad 1,8 GW. To oznacza, że w perspektywie kilku lat powstaną kolejne instalacje o łącznej mocy 3,5 GW.

Należy przy tym podkreślić, że za liberalizacją zasad dotyczących lokalizacji inwestycji LEW przemawiają liczne czynniki zewnętrzne, takie jak znaczący wzrost cen energii ze źródeł konwencjonalnych dla odbiorców końcowych (zarówno konsumentów, jak i przemysłu), sytuacja geopolityczna skutkująca potrzebą pilnego uniezależnienia się od dostaw paliw i surowców energetycznych pochodzących z Rosji, konieczność mitygacji zagrożeń związanych z kryzysem klimatycznym, a także znaczące potrzeby polskiego przemysłu związane z koniecznością obniżenia śladu węglowego w celu utrzymania konkurencyjności polskich produktów na rynkach światowych, a przede wszystkim europejskim.

Nowelizacja ustawy o inwestycjach przyjęła dodatkowe wymogi w zakresie konsultacji projektów MPZP. Zbyt długie terminy czynności konsultacyjnych oraz dodatkowe wymogi proceduralne dla planów miejscowych umożliwiających lokalizację LEW w stosunku do podstawowej procedury planistycznej wynikającej z ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2024 r. poz. 1130) doprowadziły do sytuacji, w której sam etap planistyczny dla LEW może trwać nawet 42 miesiące (w przypadku braku równoległego procedowania planów miejscowych przez gminę, w której lokalizowane są LEW oraz gminę pobliską). Jest to nieuzasadniony termin, w efekcie którego niektóre procesy inwestycyjne uruchomione po wejściu w życie nowelizacji ustawy o inwestycjach (po dniu 23 kwietnia 2023 r.) zakończyłyby etap planistyczny dopiero około października 2026 r. Z punktu widzenia realizacji minimalnych założeń wynikających z projektu KPEiK, a co ważniejsze potrzeby szybkiej reakcji na powstałą lukę mocową, termin ten jest zbyt odległy.

II. System wsparcia aukcyjnego dla biometanu

Brak systemu wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW

Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762, z późn. zm.), zwana dalej „nowelizacją ustawy o OZE z 2023 r.”, wprowadziła system wsparcia operacyjnego FIP dla instalacji OZE wytwarzających biometan o łącznej mocy zainstalowanej, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną, nie większej niż 1 MW. Mając na uwadze rosnące zapotrzebowanie w zakresie wsparcia instalacji o mocy większej niż objęta wsparciem FIP – projekt ustawy przewiduje wprowadzenie systemu wsparcia w postaci aukcji dla instalacji OZE wytwarzających biometan. Wprowadzane projektem regulacje mają na celu umożliwienie realizacji celów w zakresie zapewnienia odpowiedniej podaży biometanu, które wynikają m.in. z Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego RepowerEU oraz celów w zakresie wykorzystania biometanu określonych w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021-2030 r.

III. Pozostałe adresowane obszary

Brak możliwości traktowania, jako bezemisyjnego w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji, całego strumienia z biodegradowalnej części RDF i biomasy współspalanych w instalacji spalania wielopaliwowego

Dotychczasowa definicja dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz instalacji spalania wielopaliwowego budziła wątpliwości interpretacyjne na niekorzyść podmiotów chcących współspalać RDF i biomasę, co oznaczało *de facto* brak możliwości traktowania całego strumienia z biodegradowalnej części RDF i biomasy jako bezemisyjnej w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Dotychczas istniała bowiem tylko możliwość wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła z biomasy, biopłynów, biogazu i biogazu rolniczego spalanych wspólnie z innymi paliwami, tj. np. z węglem, koksem, bez możliwości współspalania odpadów zawierających frakcje biodegradowalne będące biomasą.

Definicja instalacji odnawialnego źródła energii nie przewiduje magazynowania ciepła i chłodu

Aktualna definicja instalacji odnawialnego źródła energii przewiduje wyłącznie magazynowanie energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE, nie uwzględniając takiej możliwości dla magazynów ciepła i chłodu. Po odniesieniu się ogólnie do energii (w tym ciepła i chłodu) poprzez skreślenie wyrazu „elektrycznej” po wyrazie „energii” w definicji, definicja będzie również obejmować ciepło i chłód wytworzone w instalacjach stanowiących wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, a także połączony z tym zespołem magazyn energii.

Mając na uwadze transformację ciepłownictwa, w tym ciepłownictwa systemowego w kierunku zgodnym z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającą rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231 z 20.09.2023, str. 1) uznanie magazynu ciepła i chłodu w tej definicji jest niezbędne do skutecznego przeprowadzenia tej transformacji.

Dyrektywa stanowi m. in. o zmieniających się kryteriach oceny systemów ciepłowniczych jako efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, które do 2050 r. mają być całkowicie zdekarbonizowane. Uznanie magazynów ciepła i chłodu gromadzących ciepło i chłód wytworzone z odnawialnych źródeł energii jest fundamentalnym aspektem do przeprowadzenia transformacji ciepłownictwa systemowego, który będzie rzutować zarówno na możliwość pozyskania

wsparcia na budowę magazynów ciepła i chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, a także do właściwego obliczenia ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii w celach sprawozdawczych.

Zwiększenie spójności i transparentności prezentowania danych na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu

Zgodnie z art. 4 ust. 6 ustawy o OZE sprzedawcy energii odnawialnej są zobowiązani do udostępniania prosumentom, prosumentom zbiorowym oraz prosumentom wirtualnym szczegółowych danych pomiarowych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej przez mikroinstalacje i wprowadzonej do oraz pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Jednakże, istnieją znaczące różnice w zakresie prezentowanych danych na fakturach prosumenckich przez różne spółki. Niektóre z tych spółek nie zawierają informacji o kwocie rozliczonego depozytu dla poszczególnych miesięcy ani o wartości energii pobranej i wprowadzonej w danym okresie. Wykazano brak spójności w praktykach prezentacji danych oraz rozbieżność w podejściu do ujawniania ceny RCEm na fakturach, przy czym niektóre spółki nie uwzględniają tej informacji, argumentując, że jej wartość jest dostępna na stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych.

Końcowe rozliczenie depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem

Obecnie istnieje problem braku jasnych regulacji prawnych dotyczących rozliczenia depozytu prosumenckiego w przypadku zmiany sprzedawcy energii przez prosumenta. Brakuje przepisów określających, w jaki sposób i w jakim terminie dotychczasowy sprzedawca energii powinien zwrócić nadpłatę, co może prowadzić do niejasności, opóźnień oraz sporów między prosumentami a sprzedawcami energii. Prosumenci, którzy decydują się na zmianę sprzedawcy, często nie mają pewności co do procedur i terminów związanych z odzyskaniem swoich środków. Ponadto, nieuregulowane kwestie zwrotu nadpłaty mogą prowadzić do nieporozumień i potencjalnych sporów, co nie sprzyja budowaniu zaufania między prosumentami a sprzedawcami energii.

Brak możliwości weryfikacji danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego przez OREO

Obecnie Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej (OREO) nie ma możliwości zweryfikowania czy poszczególni wytwórcy energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego znajdują się w krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności prowadzonych przez Prezesa Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa (ARiMR) co prowadzi do nieuzasadnionego zawężenia możliwości weryfikacyjnych OREO.

Umożliwienie jednostkom samorządu terytorialnego prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na produkcji energii na rzecz spółdzielni energetycznej

Umożliwienie JST lub innym podmiotom użyteczności publicznej, prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na sprzedaży okresowych nadwyżek energii elektrycznej, ciepła, biogazu i biometanu w celu ułatwienia wzajemnych rozliczeń z innymi podmiotami należącymi do spółdzielni energetycznej stanowi odpowiedź na trudności pojawiające się w zakresie finansowego rozliczania wygenerowanych okresowych nadwyżek energii.

Zbyt niska stała cena zakupu w systemie dopłat do ceny rynkowej (tzw. FIP w ramach wsparcia operacyjnego – kontynuacyjnego)

Nowelizacja ustawy o OZE z 2023 r. wprowadziła nowy system wsparcia operacyjnego. System ten będzie umożliwiał pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego (wynoszącego nie więcej niż 17 lat) okresu w systemach wsparcia OZE. Bez uzyskania takiej pomocy wytwórcy energii w instalacjach OZE charakteryzujących się stabilnym profilem wytwarzania, ale przy tym wysokimi kosztami operacyjnymi, nie byliby w stanie utrzymać zdolności produkcyjnych instalacji OZE. Projektodawca postrzega to jako sytuację niekorzystną ze względów ochrony środowiska, w tym konieczności zwiększania ambicji w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz konieczności zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w stopniu realizującym przyjęte przez Polskę zobowiązania.

Poziom wsparcia dla instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW określany jest technologii paliwowych (w tym biomasy i biogazu) oraz elektrowni wodnych w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia. Wsparcie jest udzielane wytwórcom na zasadzie dopłat do ceny rynkowej.

Niemniej jednak przyjęcie w tym systemie 90% referencyjnej ceny operacyjnej jako ceny zakupu, co odpowiada rozwiązaniu dla nowych lub zmodernizowanych instalacji OZE korzystających ze wsparcia w systemie FIP, wydaje się niewystarczająca dla utrzymania tych instalacji w systemie elektroenergetycznym. Przewiduje się bowiem, że ze względu na brak uwzględnienia kosztów inwestycyjnych w referencyjnej cenie operacyjnej poziom wsparcia operacyjnego będzie znacząco niższe niż wsparcie pierwotne.

Zbyt restrykcyjne warunki wsparcia dla zmodernizowanych hydroelektrowni

Energetyka wodna jako technologia OZE ma istotne zalety środowiskowe i energetyczne. To możliwość lokalizacji obiektów w trudno dostępnym terenie, często na tzw. końcówkach sieci, co wpływa na poprawę parametrów pracy sieci

elektroenergetycznej, duży stopień automatyzacji, obiektywnie długi czas pracy w ciągu roku i podaż w miarę stałej mocy. Jednocześnie w polskich warunkach energetyka wodna uczestniczy w regulowaniu stosunków wodnych i prowadzeniu małej retencji przez tworzenie zbiorników magazynujących wody powierzchniowe oraz udział w utrzymaniu sprawności eksploatacyjnej i technicznej stopni wodnych.

Celem systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest utrzymanie w systemie funkcjonujących jednostek, szczególnie tych, którym kończy się prawo do korzystania z systemów wsparcia po 15-letnim okresie wsparcia, a które wymagają poniesienia znaczących nakładów modernizacyjnych. Podstawowym warunkiem, aby takie instalacje mogły wziąć udział w systemie wsparcia jest przyrost ich mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Niemniej jednak energetyka wodna to bardzo charakterystyczny obszar w sektorze OZE. Moc tych instalacji jest bezpośrednio skorelowana z czynnikami zewnętrznymi takimi jak wielkość przepływu wody oraz jej spadku. Omawianych czynników nie da się zmienić. Oznacza to, że modernizacja takich instalacji prawdopodobnie nie doprowadzi do zwiększenia ich mocy zainstalowanej lub ilości wytwarzanej energii. W takiej sytuacji zaistniałoby ryzyko braku ich modernizacji a tym samym wyłączeń takich instalacji z krajowego systemu elektroenergetycznego.

Zbyt niski poziom wsparcia dla instalacji zmodernizowanych

W kontekście zwiększenia udziału energii elektrycznej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto należy patrzeć nie tylko na wzrost mocy osiągalnej związany z przyłączaniem nowych jednostek OZE, ale również na możliwość utrzymania w systemie funkcjonujących jednostek, szczególnie tych, którym kończy się prawo do korzystania z systemów wsparcia. Istotna jest tu sytuacja wytwórców, których koszty operacyjne nadal przewyższają możliwe do uzyskania przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku. Zgodnie z powyższym, nowelizacją ustawy o OZE z 2023 r. wprowadzono system wspierania modernizacji, gdyż w innym wypadku niewprowadzenie go i przez to nieutrzymanie istniejących już instalacji OZE w KSE mogłoby spowodować ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu o nowe instalacje OZE, co wiązałoby się z większymi kosztami lub zwiększonym wykorzystaniem mocy w elektrowniach opartych o spalanie paliw kopalnych.

Niemniej jednak ze względu na sytuacje kryzysową na rynkach energetycznych wywołaną inwazją Rosji na Ukrainę oraz prace nad rewizją Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001/WE z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE L 328/82) zwiększające ambicje w zakresie udziału OZE, zaistniała potrzeba dokonania korekty opłacalności systemu wspierania modernizacji.

Brak możliwości zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego

W 2024 r. do końca lipca było 95 godzin z ujemnymi cenami energii elektrycznej. Oprócz negatywnego znaczenia cen ujemnych dla wytwórców energii elektrycznej, dodatkowy problem mają wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE, biorący udział w aukcyjnym systemie wsparcia. Obecnie nie ma możliwości, aby energia wyprodukowana w takich okresach (tj. w godzinach dostawy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh) mogła zostać zaliczona na poczet spełnienia obowiązku sprzedaży minimum 85% energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego. Jest to niewłaściwe biorąc pod uwagę, że brak spełnienia obowiązku sprzedaży 85% energii elektrycznej jest obciążony karami pieniężnymi, którymi podlega uczestnik systemu aukcyjnego OZE.

Nieadekwatny przepis art. 93a ustawy o OZE w obszarze wytworzenia energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji

Art. 93a ustawy o OZE służy potwierdzeniu Prezesowi URE, że dana instalacja OZE wytwarzająca energię elektryczną w procesie wysokosprawnej kogeneracji, po przeprowadzeniu opinii akredytowanej jednostki, ma prawo wziąć udział w systemach wsparcia OZE. Niemniej jednak wspomniany artykuł nie odwołuje się do ilości energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji.

Dodatkowo, projektodawca dostrzegł potrzebę unormowania sytuacji nieprzedłożenia Prezesowi URE w terminie opinii akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji* (Dz.U. z 2024 r. poz. 639).

Problem weryfikacji danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia

Nowelizacja ustawy o OZE z 2023 r. wprowadza kluczowe zmiany w obszarze gwarancji pochodzenia. Od dnia 1 stycznia 2024 r. gwarancje pochodzenia mają być wydawane na wytworzone z OZE w instalacji OZE wytwarzającej:

- 1) energii elektryczną,
- 2) biometan,
- 3) ciepło albo chłód,
- 4) wodór odnawialny,
- 5) biogaz,

6) biogaz rolniczy.

Zgodnie z powyższym dokonano kompleksowych zmian w obszarze weryfikacji danych zawartych we wniosku wytwórcy o wydanie gwarancji pochodzenia.

Niemniej jednak, w przypadku biometanu oraz wodoru odnawialnego wprowadzono zasadę, że operator systemu dystrybucyjnego lub operator systemu przesyłowego gazowego będą weryfikować dane, które wykraczają poza ich możliwości weryfikacji, co w oczywisty sposób prowadzi do powstania problemu poprawności weryfikacji tych danych w przygotowanym systemie gwarancji pochodzenia.

Niedostateczne wymogi uzyskania certyfikatu instalatora instalacji OZE

Zgodnie z informacjami uzyskanymi z Urzędu Dozoru Technicznego (UDT), który to organ jest właściwy do wydawania certyfikatów instalatorom instalacji OZE, spełnienie przesłanki posiadania dyplomu ukończenia studiów na kierunku związanym z kształceniem w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, ciepłych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych jest niewystarczające do uzyskania certyfikatu. Instalator powinien przede wszystkim ukończyć szkolenie podstawowe, które pomoże nabyć wiedzę o charakterze praktycznym, a nie wyłącznie teoretycznym.

Utrudnione funkcjonowanie paliwowych instalacji OZE w aukcyjnym systemie wsparcia

System wsparcia w postaci aukcji OZE funkcjonuje w praktyce od końca 2016 r., a w pełni od 2018 r. Do połowy 2024 r. do systemu tego w zakresie instalacji wykorzystujących biogaz oraz spalanie biomasy weszły: 32 biogazownie rolnicze o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej ok. 35,1 MW (w 2018 r.) i 4 instalacje biomasowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 26,36 MW.

W latach 2019-2020 do systemu aukcyjnego zmigrowało z systemu świadectw pochodzenia również 11 istniejących biogazowni rolniczych o łącznej mocy ok. 15 MW w dedykowanych dla tych instalacji aukcjach. Warto zaznaczyć, że w latach 2019-2023 do aukcyjnego systemu wsparcia nie weszła żadna instalacja biogazu rolniczego planowana do uruchomienia. W latach 2021-2023 nie rozstrzygnięto również aukcji migracyjnych dla biogazowni rolniczych o mocy większej niż 1 MW.

Spośród wszystkich planowanych instalacji, które wygrały aukcje, uruchomionych zostało dotychczas jedynie 14 biogazowni rolniczych (z 32) i nie została uruchomiona ani jedna instalacja biomasowa (z 4). Spośród pozostałych instalacji biogazowych 6 przeszło do systemu FIT/FIP, które przede wszystkim nie są obciążone obowiązkiem dostarczenia min. 85% zadeklarowanego wolumenu, a 12 na chwilę obecną nie ma już możliwości migracji albo realizacji obowiązku pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej i jej sprzedaży w systemie aukcyjnym, co oznacza utratę wpłaconego zabezpieczenie (kaucja/gwarancja).

Powyższe świadczy o początkowo niewielkim, a obecnie zupełnym braku zainteresowania aukcyjnym systemem wsparcia wśród instalacji tzw. surowcozależnych.

Podstawową przyczyną takiego stanu rzeczy jest nieprzewidywalność kosztów paliwa w dłuższym okresie oraz zobowiązanie do sprzedaży co najmniej 85% ilości energii elektrycznej określonej w ofercie, w 3-letnich okresach rozliczeniowych. Projektodawca zakłada, że tak wysokie zobowiązanie przełoży się także na brak zainteresowania wytwórców energii elektrycznej z ww. instalacji OZE w nowych aukcjach na wsparcie operacyjne, objętych *vacatio legis* do dnia 1 lipca 2025 r. Stąd też konieczne są zmiany w obu systemach wsparcia.

Rozliczenie wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158, z późn. zm.) reguluje m.in. warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji i magazynowania paliw gazowych, prowadzenie z użytkownikami systemu gazowego rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych oraz parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców. Oznacza to, że operator systemu gazowego może w obszarze swojej właściwości przekazywać dane związane z paliwem gazowym, które zostało wtłoczone do sieci. Zgodnie z art. 3 pkt 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.), zwanej dalej „Prawo energetyczne” paliwo gazowe to gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biometan i biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia. Definicja paliwa gazowego jest przez to znacznie szersza niż sama definicja biometanu. Ze względu na ten fakt operator systemu gazowego może mieć trudności z potwierdzeniem danych o ilości wprowadzonego biometanu, skoro ma on wiedzę wyłącznie o paliwie gazowym wtłaczanym do sieci.

Zidentyfikowano okoliczność, że brzmienie art. 93 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361), zwanej dalej „ustawą o OZE” jest nieprawidłowe z uwagi na niefunkcjonowanie bilansowania gazu w polskim systemie przesyłowym w okresach godzinowych i związany z tym brak określania cen gazu w tych okresach na rynku giełdowym prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).

Dodatkowo, w kontekście obecnego kształtu rynku giełdowego niejasne jest odniesienie się do „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji”.

Przepis art. 93 ust. 3 ustawy o OZE nie uwzględnia różnic w funkcjonowaniu rynków gazu i energii elektrycznej. Brak jest również jednej spójnej interpretacji sformułowania „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej lub gazu ziemnego w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji giełdowych sesyjnych – dla każdej godziny dostawy energii elektrycznej i dla każdej godziny dostawy gazu ziemnego” – także w kontekście funkcjonującej na rynku energii elektrycznej od 2015 r. interpretacji tego rynku jako Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez TGE. Powyższe brzmienie pozwala podważać tę interpretację poprzez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego”.

Koszt profilu dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE

Instalacje OZE w aukcyjnym systemie wsparcia OZE otrzymują wsparcie w ramach dwustronnego kontraktu różnicowego wyliczonego jako różnica między zwycięską ofertą złożoną w aukcji OZE a średnią arytmetyczną ceną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dnia dostawy tej energii na TGE. Takie rozwiązanie przekłada się na rosnący koszt tzw. profilu wytwarzania będący wynikiem znaczącego nasycenia energią z instalacji OZE.

Zwiększająca się łączna moc zainstalowana takich instalacji powoduje, że ceny uzyskiwane przez wytwórców coraz bardziej odbiegają od średniej ceny dobowej, co przekłada się na niewielkie zainteresowanie aukcjami OZE (w 2023 r. w aukcjach dla instalacji PV i LEW zakontraktowano zaledwie 18,2% oferowanej energii elektrycznej).

IV. Zmiany w pozostałych ustawach

Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii

Sposób sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii został określony w art. 7 ust 8d¹² ustawy Prawo energetyczne i stanowi, że moc zainstalowanej mikroinstalacji nie obejmuje mocy zainstalowanego magazynu energii elektrycznej, pod warunkiem, że suma mocy zainstalowanego magazynu i łącznej mocy, którą można wprowadzić do sieci dystrybucyjnej poprzez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, nie przekracza mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji. Regulacja ta skutkuje preferowaniem magazynów energii o mocy nieprzekraczającej mocy zainstalowanej mikroinstalacji. W efekcie nadmiar wyprodukowanej przez prosumentów energii elektrycznej jest wprowadzany do sieci elektroenergetycznej, co ogranicza prowadzenie skutecznej autokonsumpcji energii.

Modyfikacja tego ograniczenia mogłaby skłonić prosumentów do instalowania większych magazynów energii niż moc elektryczna mikroinstalacji. Skutkiem tego byłoby odciążenie sieci elektroenergetycznej, gdyż nadwyżki energii elektrycznej z mikroinstalacji mogłyby być magazynowane, a nie wprowadzane do sieci elektroenergetycznej w okresach szczytowej podaży energii elektrycznej. W okresie, kiedy instalacja nie produkuje energii elektrycznej, mogłaby być ona pobierana z magazynu, a nie z sieci elektroenergetycznej.

Potrzeba wprowadzenia zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu

Jak wynika z opinii przedstawicieli branży biogazowej, działających na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu w grupach roboczych powołanych do działania w ramach Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu oraz opinii Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, przepisy w zakresie biogazu, w tym biogazu rolniczego, wymagają zmiany, ponieważ regulacje dotyczące sektora gazowego nie uwzględniają specyfiki funkcjonowania sektora biogazu oraz aspektów związanych z jego transportem. W związku z powyższym konieczne jest stworzenie ram dla jego wykorzystania w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia poprzez umożliwienie transportu biogazu od jego wytwórcy do instalacji oczyszczania biogazu do biometanu lub do pojedynczego odbiorcy przemysłowego gazociągiem bezpośrednim biogazu.

Błędne odesłania w aktach prawnych do świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, tzw. brązowych certyfikatów

System wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia został wprowadzony do ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. *o odnawialnych źródłach energii* (Dz.U. z 2024 r. poz. 1361), dalej: „ustawa o OZE”. Niemniej jednak przepisy te nigdy nie funkcjonowały ze względu na brak notyfikacji programu pomocy państwa na mocy art. 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, a także nie zostały zgłoszone na mocy rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem Komisji nr 651/2014” lub „GBER”.

Zgodnie z powyższym nowelizacja ustawy o OZE z 2023 r. doprowadziła do uchylecia w ustawie o OZE przepisów związanych z tzw. brązowymi certyfikatami. W innych ustawach funkcjonuje jednak szereg przepisów, które odwołują się do przepisów o świadectwach pochodzenia dla biogazu rolniczego. W związku z powyższym uchylecie właściwych przepisów w ustawie o OZE i jednoczesne pozostawienie przepisów właściwych dla omawianego obszaru w innych ustawach jest błędne.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

I. Liberalizacja zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych na łądzie

Proponowane główne zmiany do ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych:

- zniesienie generalnej zasady 10H;
- modyfikacja zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych od parków narodowych polegająca na ustaleniu minimalnej odległości wyrażonej w metrach (obecnie zasada 10H), oraz od rezerwatów i obszarów Natura 2000 ustanowionych w celu ochrony ptaków i nietoperzy, polegająca na ustaleniu minimalnej odległości wyrażonej w metrach;
- nowa wzajemna i minimalna odległość między instalacjami LEW, a zabudową mieszkaniową ustalona na poziomie 500 m;
- uregulowanie możliwości zlokalizowania elektrowni wiatrowej na podstawie szczególnego rodzaju MPZP, jakim Zintegrowany Plan Inwestycyjny;
- ujednoczenie procesu planistycznego zawartego obecnie w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z ogólnymi zasadami znajdującymi się w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym;
- usprawnienie regulacyjne funkcjonowania mechanizmu udostępnienia co najmniej 10% mocy elektrowni wiatrowej zainteresowanym mieszkańcom korzystających z wytwarzanej energii w formule prosumenta wirtualnego;

Nowelizacja ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2023 r. poz. 977 z późn. zm.) wprowadziła do systemu prawnego nowe rozwiązania w postaci Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego, dalej: „ZPI”, będącego szczególną formą MPZP. Dlatego też niniejsza nowelizacja, dostosowując istniejące w prawie mechanizmy, ułatwia lokalizowanie LEW przy wykorzystaniu ZPI.

Zakłada się również rozszerzenie możliwości skorzystania z gratyfikacji polegającej na korzystaniu z formuły prosumenta wirtualnego na mieszkańców gmin pobliskich. To rozwiązanie zaadresuje kwestię braku takiej gratyfikacji wśród społeczności lokalnych, które mogą znajdować się w tak samo bliskiej odległości od elektrowni wiatrowej i mogą przy tym doświadczać tego samego oddziaływania co mieszkańcy gminy, na terenie której posadowiona zostanie elektrownia wiatrowa. Z drugiej strony zaadresuje to obawy inwestorów, że w niektórych gminach, ze względu na małą liczbę mieszkańców, nie mogliby oni w praktyce zaoferować pełnego wymaganego wolumenu 10% mocy elektrowni wiatrowej dla lokalnej społeczności.

W związku z faktem, że instytucja prosumenta wirtualnego (art. 6g ustawy o inwestycjach), wynika z przepisów ustawy o OZE, a jednocześnie wprowadza ich modyfikację, może to powodować wątpliwości interpretacyjne. Celem zmian jest czytelne określenie stosowania regulacji, chociażby w postaci wyjaśnienia, że mieszkaniec gminy, aby zawrzeć umowę, której przedmiotem jest objęcie udziałów w mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej, nie musi posiadać tytułu prawnego do tej instalacji.

Zakłada się również przesunięcie momentu poinformowania organu gminy przez inwestora. Podkreśla się, że zmiana nie opóźnia momentu, w którym społeczności lokalne będą mogły korzystać z energii elektrycznej w formule prosumenta wirtualnego. Jej celem jest rozpoczęcie kontaktu między inwestorem, a gminą i społecznościami lokalnymi na etapie, w którym społeczność lokalna pewność co do powstania inwestycji oraz, że podpisania umowa z inwestorem oznaczać będzie faktycznie skorzystanie z instrumentu prosumenta wirtualnego.

Efekty ustalenia minimalnej odległości na poziomie 500 m

Warto podkreślić, że według niezależnych analiz obecnie przyjęta zasada odległościowa ustalona na poziomie 700 m pozwoliła na uwolnienie 18 000 km² pod potencjalne inwestycje LEW, a z kolei zmiana tej odległości do poziomu 500 m pozwoli na uzyskanie oczekiwanego efektu w postaci uwolnienia 32 500 km², co stanowi zwiększenie dopuszczalnego obszaru aż o 44%¹.

Według szacunków Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW), zmniejszenie minimalnej odległości z poziomu 700 m do 500 m może spowodować wzrost możliwej mocy w nowych projektach LEW nawet o ok 60-70%.

Według analiz firmy Ember, na które powołuje się PSEW, utrzymanie odległości minimalnej 700 m oznaczać będzie, że do 2030 r. powstaną co najwyżej 4 GW nowych mocy wiatrowych. Dla porównania, wprowadzenie odległości 500 m oznacza szansę na budowę w tym czasie ponad 10 GW nowych wiatraków na łądzie². Oznacza to zwiększenie potencjału wzrostu mocy zainstalowanej w LEW o ok. 6 GW do 2030 r.

Biorąc z kolei pod uwagę tzw. zamrożone projekty inwestycyjne, tylko 25% projektów planowane było w zasięgu 650-1000 m, a zdecydowana większość (75%) lokowała turbiny w odległości 450-650 m od zabudowy mieszkaniowej³. Dlatego też oczekuje się, że zmiana ustawowej odległości minimalnej pozwoli na uzyskanie efektu odblokowania zamrożonych po

¹ <https://ambiens.pl/pl/blog/energetyka-wiatrowa-na-ladzie-500m-vs-700m/>

² <http://psew.pl/700-metrow-zabija-84-planow-przygotowanych-pod-inwestycje-wiatrowe/>

³ <https://ambiens.pl/blog/ustawa-odleglosciowa-vs-dewelopment/>

dniu 16 lipca 2016 r. projektów inwestycyjnych, które mogą w szybki sposób stanowić wsparcie dla systemu elektroenergetycznego.

Minimalna odległość od zabudowań mieszkaniowych a hałas

Analiza oddziaływania akustycznego oparta została na monografii Polskiej Akademii Nauk „Elektrownie wiatrowe w życiu człowieka” (A.W. Jasiński, P. Kacejko, K. Matuszczak, J. Szulczyk, A. Zagubień).

Wyjaśnić należy, że turbina wiatrowa generuje dwa rodzaje dźwięków tj. dźwięk mechaniczny oraz aerodynamiczny. Dźwięk mechaniczny to efekt pracy gondoli. Jest on po części redukowany poprzez zastosowanie w konstrukcji turbiny wiatrowej rozwiązań mających na celu wygłuszenie gondoli. Z kolei dźwięk aerodynamiczny jest spowodowany ruchem obracających się łopat.

Podczas etapu projektowego inwestycji wiatrakowej prognozowanie emisji hałasu odbywa się za pomocą przyjętych modeli obliczeniowych (m. in. metoda opisana w polskiej normie PN-ISO 9613-2:2002 *Akustyka, Zmniejszanie propagacji dźwięku na otwartej przestrzeni, Ogólna metoda obliczeń*).

Poziom hałasu planowanej turbiny wiatrowej będzie zależny m.in. od następujących zmiennych:

1. maksymalnego poziomu mocy akustycznej, wysokości, rodzaju łopat i liczby planowanych turbin wiatrowych, a także jej ustawieniem względem budynku mieszkalnego;
2. współczynnikiem pochłaniania fali dźwiękowej, wyznaczeniem szorstkości gruntu o różnych porach roku w odniesieniu do obszaru między planowaną turbiną wiatrową a zabudową mieszkaniową.

Przyjąć należy, że obliczenie oddziaływania akustycznego na etapie projektowym charakteryzuje się wartościami i tak zawyżonymi, względem tych mierzonych w trakcie eksploatacji turbiny wiatrowej. W porównaniu do obliczeń wykonywanych na etapie projektowym wszystkie turbiny wchodzące w skład planowanej inwestycji wiatrakowej nie są w stanie pracować ze 100-procentową wydajnością, jako że prędkość wiatru przed turbiną jest 30% większa niż za nią. Dodatkowo w obliczeniach nie bierze się pod uwagę wpływu tła akustycznego, które występuje wokół budynku mieszkalnego (dla przykładu symulacja hałasu dla turbiny o poziomie mocy akustycznej 107,7 dB wykazuje zasięg hałasu o poziomie 45 dB w odległości poniżej 500 m, gdzie dźwięk świerszczy ptaków lub szumu drzew może generować poziom hałasu powyżej 40 dB).

W celu właściwego zapoznania się z wartościami zawartymi w tym dokumencie, zwraca się najpierw uwagę na załącznik do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie *dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku* (Dz. U. z 2014 r. poz. 112) w zakresie pozostałych obiektów i działalności będących źródłem hałasu (do których zaliczają się LEW).

Lp.	Rodzaj terenu	Pozostałe obiekty i działalność będąca źródłem hałasu	
		L_{AeqD} [dB] przedział czasu odniesienia równy 8 najmniej korzystnym godzinom dnia kolejno po sobie następującym	L_{AeqN} [dB] przedział czasu odniesienia równy 1 najmniej korzystnej godzinie nocy
1	a) Strefa ochronna "A" uzdrowiska b) Tereny szpitali poza miastem	45	40
2	a) Tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej b) Tereny zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży ²⁾ c) Tereny domów opieki społecznej d) Tereny szpitali w miastach	50	40
3	a) Tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego b) Tereny zabudowy zagrodowej c) Tereny rekreacyjno-wypoczynkowe ²⁾ d) Tereny mieszkaniowo-usługowe	55	45
4	Tereny w strefie śródmiejskiej miast powyżej 100 tys. mieszkańców ³⁾	55	45

Porównując zasięgi oddziaływania turbin o wysokości gondoli 130 i 180 metrów nad powierzchnią terenu autorzy monografii wyciągnęli następujące wnioski:

1. zasięgi hałasu od turbin o wyższych wieżach nośnych są mniejsze niż od turbin niższych – pod warunkiem wykorzystania do symulacji hałasu metody z uwzględnieniem pochłaniania przez grunt i zachowania takich samych poziomów mocy akustycznej turbin;
2. przyjęcie wartości dopuszczalnych na poziomie 45 dB (limit dla nocy dla zabudowy zagrodowej, wielorodzinnej lub usługowej) nie spowoduje przekroczeń hałasu nawet dla najbardziej restrykcyjnych warunków propagacji dźwięku – dla żadnego przypadku nie został przekroczony hałas w odległości 500 m;
3. brak przekroczeń hałasu o wartości 40 dB (limit nocny dla zabudowy jednorodzinnej) dla odległości 500 metrów jest do osiągnięcia dla turbin wiatrowych o poziomie mocy akustycznej nie większym niż 104 dB;

4. dla typowych warunków lokalizacji turbin wiatrowych w Polsce, takich jak pola uprawne i łąki (co w ujęciu propagacji dźwięku nad gruntem oznacza przyjęcie współczynnika gruntu $G=1$) limit hałasu 40 dB w odległości 500 m będzie zachowany dla pracy turbin wiatrowych o poziomie mocy akustycznej zbliżonej do wartości 107,7 dB. Na tych obszarach limit odległości 500 m bez przekroczeń hałasu o wartości 40 dB będzie zachowany nawet dla pracy najgłośniejszych turbin – bliskich poziomu mocy akustycznej 108 dB.

W tym miejscu należy wyraźnie podkreślić, że obecnie produkowane turbiny wiatrowe mają techniczną możliwość realnego obniżania emisji dźwięku podczas swojej pracy. Innymi słowy, każda turbina posiada systemy znaczącego wyciszenia pracy wirnika, które mogą zredukować hałas u „źródła” nawet o 6 dB.

Ustawowa odległość minimalna turbiny wiatrowej od zabudowań jest wartością generalną. Zawsze w konkretnych przypadkach o odległości decyduje organ sporządzający miejscowy plan po zapoznaniu się ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko. Następnie inwestycja wiatrakowa musi przejść etap środowiskowy, którego zwieńczeniem jest wydanie dla konkretnego przedsięwzięcia decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

W zakresie zjawiska migotania cienia, przyjmuje się, że najwyższy poziom efektu migotania cienia od 30 do 1000 godz./rok odnotowywany jest w odległości do 500 m⁴.

Biorąc pod uwagę powyższe analizy negatywnych oddziaływań elektrowni wiatrowych realizowany jest efekt w postaci zapewnienia maksymalnego bezpieczeństwa społeczności lokalnych mieszkających w pobliżu elektrowni wiatrowych.

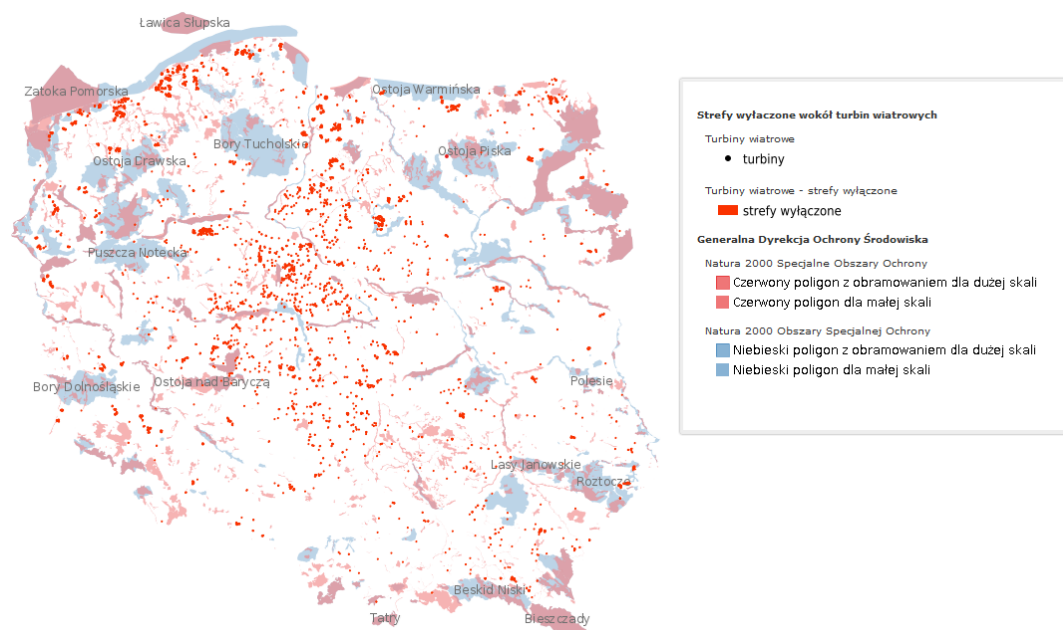
W zakresie zaprezentowania pełniejszej informacji dot. potencjalnych niedogodności związanych z przybliżeniem dopuszczalnej odległości LEW od zabudowań mieszkalnych do OSR dołączono monografię „Elektrownia wiatrowa w życiu człowieka”, wyd. Polska Akademia Nauk.

Odległość LEW od form ochrony przyrody

Podkreśla się, że wsparcie dla inwestycji w LEW nie może stanowić szkody dla form ochrony przyrody w Polsce. Obecnie w Polsce istnieją 23 parki narodowe, które zajmują niewiele ponad 1% powierzchni kraju. Parki narodowe, czyli obszary wyróżniające się szczególnymi wartościami: przyrodniczymi, naukowymi, społecznymi, kulturowymi i edukacyjnymi, stanowią najważniejszy element krajowego systemu ochrony dziedzictwa przyrodniczego.

Z kolei najmłodszą formą ochrony przyrody są obszary Natura 2000. Wprowadzone w 2004 r. stanowiły jeden z obowiązków związanych z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej. Obszary te powstają we wszystkich państwach członkowskich tworząc Europejską Sieć Ekologiczną Natura 2000. Głównym celem funkcjonowania Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000 jest zachowanie określonych typów siedlisk przyrodniczych oraz gatunków i ich siedlisk, które uważa się za cenne i zagrożone w skali całej Europy, a także ochrona różnorodności biologicznej. W Polsce utworzono ok. 1 tys. obszarów Natura 2000 (864 siedliskowe i 145 ptasie). Łącznie obszary Natura 2000 stanowią ok. 20% powierzchni kraju.

Z punktu widzenia wpływu LEW na środowisko ważne jest, aby ochronić gatunki ptaków oraz nietoperzy, dla których państwa członkowskie Unii mają obowiązek wyznaczenia obszarów ochrony. Są to ptaki i nietoperze zagrożone w skali globalnej oraz występujące wyłącznie lub przede wszystkim w Europie, a więc te, za które jesteśmy szczególnie odpowiedzialni.



Rysunek 1. Występowanie obszarów Natura 2000 a farmy LEW w Polsce, źródło: geoportal.gov.pl.

⁴ Piasecka I., Badanie i ocena cyklu życia zespołów elektrowni wiatrowych, Rozprawa Doktorska, Politechnika Poznańska, 2014.

W celu ochrony powyższych form ochrony przyrody projektodawca zakłada wprowadzenie ustawowej minimalnej odległości od parków narodowych i obszarów Natura 2000.

Wzrost mocy w LEW, a system elektroenergetyczny

Jedną z głównych przyczyn odmów przyłączenia do sieci jest gwałtowny wzrost liczby wniosków o przyłączenie instalacji OZE, który spowodował obecnie wyczerpanie potencjału przyłączeniowego sieci. Zgodnie ze sprawozdaniem z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2023 r. przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 7 448 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej na łączną moc 83 GW. Jednak należy zauważyć, że przedsiębiorcy mają możliwość wielokrotnego złożenia w ciągu jednego roku wniosku o wydanie warunków przyłączenia na tę samą inwestycję, wobec czego faktyczny poziom mocy w inwestycjach OZE, które nie uzyskały warunków przyłączenia jest niższy.

Według analiz Fundacji Infracore stan infrastruktury elektroenergetycznej oddziałuje nie tylko na obszar odmów warunków przyłączeniowych, ale wpływa również na stosowanie nierynkowych ograniczeń produkcji źródeł odnawialnych. Od początku roku do początku czerwca br. produkcja z OZE została ograniczona o 433 GWh, a podczas godzin z ograniczeniami wyeksportowano interwencyjnie co najmniej 158 GWh. Oznacza to, że 2,7% potencjalnej produkcji OZE nie trafiło do KSE⁵.

Należy przy tym podkreślić, że proces inwestycyjny dla LEW jest procesem długotrwałym ze względu na potrzebę uzyskania pozwoleń administracyjnych w szczególności na etapach: planistycznym, środowiskowym, budowlanym i przyłączeniowym. Powyższe oznacza, że większość wiatrowych projektów inwestycyjnych powstanie w terminie 5-7 lat od dnia wejścia w życie projektowanej ustawy. Elektrownie wiatrowe powstałe w oparciu o projektowane przepisy będą zatem funkcjonować w zupełnie innych warunkach z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej niż możemy je obserwować dzisiaj. Dlatego też pogłębiona analiza obecnego stanu sieci, z punktu widzenia projektowanych regulacji, w opinii projektodawcy nie jest zasadna.

Warto za to zwrócić się ku planom dotyczącym sieci dla okresu, w którym te instalacje będą oddawane do użytkowania. Według projektu dokumentu *plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034* Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE) w ww. okresie. planuje się przeznaczyć ok. 64 mld zł na rozwój sieci przesyłowej, dzięki czemu w perspektywie 10 najbliższych lat w krajowym systemie elektroenergetycznym będą mogły pracować LEW o łącznej mocy zainstalowanej ok. 18 GW o potencjale produkcyjnym rzędu 55 TWh.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną generowaną z wiatru będzie tym większe im więcej wyłączeń dotknie bloków węglowych. Według ogólnodostępnych informacji, opierając się na informacjach dotyczących wytwórczych jednostek węglowych, PSE prognozuje, że ze względu na brak ich rentowności w perspektywie 2030 r. z polskiego systemu elektroenergetycznego mogą zniknąć źródła węglowe o mocy od ok. 4 GW do ok. 10 GW. Stanowiąc to będzie lukę mocową, którą uzupełniać może w pewnym zakresie także energetyka wiatrowa.

Co więcej, tzw. redysponowanie instalacji OZE, występujące na rynku w określonych warunkach (duża generacja, niski popyt na energię) spowodowane jest w dużej mierze przez nadpodaż energii z instalacji fotowoltaicznych, które mają swój określony profil produkcji związany z energią słoneczną. Z kolei domeną LEW jest produkcja stała dobowo, głównie w okresie zimowym, gdzie oprócz niskiego nasłonecznienia występuje także większe zapotrzebowanie na energię elektryczną.

W zakresie sieci dystrybucyjnej, w zaktualizowanych *Planach rozwoju sieci dystrybucyjnych na lata 2020-2025* (dla pięciu największych OSD) ujęto łącznie inwestycje na poziomie ok. 42 mld zł, a uwzględniając potrzeby zapisane w Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, czyli w planach na lata 2023-2028, będzie to w sumie ponad 74 mld zł na inwestycje w sieci dystrybucyjne. Rozwój sieci dystrybucyjnej jest niezbędny dla przyłączania OZE.

Liberalizacja zasad, a odblokowanie obecnych inwestycji dotyczących LEW

W wyniku wejścia w życie nowelizacji ustawy o inwestycjach odblokowane zostanie ok. 16% z puli obowiązujących już planów miejscowych, które lokalizują projekty wiatrakowe i które będą mogły kontynuować swój proces inwestycyjny w oparciu o przyjęcie minimalnej odległości LEW od zabudowań na poziomie 700 m. Pozwoli to na realizację inwestycji wiatrakowych o łącznej mocy 3,2 GW⁶.

Zmiana polegająca na ustaleniu minimalnej odległości LEW od zabudowań mieszkaniowych na poziomie 500 m pozwoli na odblokowanie blisko 80 planów miejscowych (32% z puli obowiązujących planów miejscowych wstrzymanych do realizacji po 2016 r.) i umożliwi powstanie projektów wiatrowych dla których proces inwestycyjny będzie przyspieszony o minimum 2-3 lata⁷. W tym zakresie stanowi to potencjał na podwojenie możliwości względem nowelizacji ustawy z 2023 r.

Określając etap zaawansowania takich projektów inwestycyjnych zwraca się uwagę, że ustawa o inwestycjach za pomocą przepisów przejściowych, umożliwiła kontynuację inwestycji posiadających pozwolenia na budowę wydane przed dniem

⁵ <https://www.forum-energii.eu/miesiecznik>.

⁶ Analiza możliwości wykorzystania obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego przewidujących lokalizację elektrowni wiatrowych, Urban consulting, 2023.

⁷ Ibidem.

wejścia w życie ustawy o inwestycjach (tj. wydane przed dniem 16 lipca 2016 r.) lub wydane na podstawie postępowania w przedmiocie pozwolenia na budowę, wszczętego i niezakończzonego do dnia wejścia w życie ustawy o inwestycjach.

Należy tutaj zwrócić uwagę na art. 184d ustawy o OZE zgodnie z którym umowy o przyłączenie do sieci (...), w których termin na dostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej przypada przed dniem 16 lipca 2024 r., zachowują moc do dnia określonego we wniosku wytwórcy o przedłużenie tego terminu, złożonego do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, pod warunkiem że termin na dostarczenie energii elektrycznej po raz pierwszy do sieci, określony w tym wniosku, nie będzie przypadał później niż w dniu 16 lipca 2024 r. Zatem inwestycje realizowane na podstawie projektowanej ustawy będą inwestycjami nowymi, opartymi o dzisiejsze, nowoczesne technologie.

II. System wsparcia dla biometanu

Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW

Rozwiązania w zakresie wsparcia aukcyjnego dla instalacji wytwarzających biometan o mocy powyżej 1 MW przeliczonego na moc elektryczną stanowią rozszerzenie dotychczasowej oferty w zakresie programów pomocowych ukierunkowanych na wytwarzanie paliw gazowych.

Proponowany mechanizm obejmie wsparciem produkcję na poziomie ok. 300 mln m³ (ok. 3 100 GWh) biometanu rocznie, co będzie wiązało się z koniecznością wybudowania ok. 50 instalacji – w przypadku zakładu średniej wielkości 2,8 MW energii przeliczonej na ekwiwalent energii elektrycznej.

Prezes URE będzie odpowiedzialny za ogłaszanie, przeprowadzanie i rozstrzyganie aukcji – na zasadach analogicznych jak ma to obecnie miejsce w ramach systemu aukcyjnego dla wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

Najważniejsze założenia aukcyjnego systemu wsparcia dla biometanu:

- 1) ze wsparcia może korzystać wytwórca biometanu w instalacji OZE, który wprowadza to paliwo gazowe do sieci gazowej;
- 2) wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i podlega regule kumulacji (tj. uzyskanie wsparcia inwestycyjnego pomniejsza cenę biometanu wynikającą ze złożonej oferty w aukcji);
- 3) wsparcie jest udzielane w formie kontraktu różnicowego realizowanego w oparciu o ofertę złożoną w aukcji (poprzedzone preselekcją) dla cen referencyjnych przypisanych do instalacji OZE w trzech przedziałach mocowych;
- 4) wsparcie będzie przysługiwało w maksymalnie 20-letnim okresie wsparcia (podobnie jak ma to obecnie miejsce w przypadku wsparcia FIP dla biometanu);
- 5) wytwórcy objęci wsparciem mają obowiązek rozpoczęcia wytwarzania biometanu w terminie 4 lat od dnia rozstrzygnięcia aukcji.

Warunkiem uzyskania pomocy publicznej będzie spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, co wynika z zastrzeżenia zawartego w pkt 80 Komunikatu Komisji z dnia 18 lutego 2022 r. – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią (Dz. Urz. UE. C NR 80, str.1).

Zaproponowane rozwiązania będą poddane procedurze notyfikacji pomocy publicznej w Komisji Europejskiej.

III. Pozostałe zmiany

Definicja instalacji odnawialnego źródła energii będzie uwzględniać magazynowanie ciepła i chłodu

Z powodu konieczności uwzględnienia w definicji instalacji odnawialnego źródła energii nie tylko magazynu energii elektrycznej, ale także magazynu ciepła oraz magazynu chłodu – wykreślono wyraz „elektrycznej” po wyrazach „magazyn energii”. Taka redakcja zapewni uznanie magazynów energii elektrycznej, magazynów ciepła oraz magazynów chłodu połączonych z zespołem urządzeń służących do wytwarzania z odnawialnych źródeł energii – energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu, za instalację odnawialnego źródła energii.

Umożliwienie traktowania, jako bezemisyjnego w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji, całego strumienia z biodegradowalnej części RDF i biomasy współspalanych w instalacji spalania wielopaliwowego

Proponowana regulacja, głównie poprzez zmianę definicji instalacji spalania wielopaliwowego, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz definicji biomasy, umożliwi instalacjom wielopaliwowym wykorzystywanie różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale. Umożliwi to wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła lub chłodu przy współspalaniu biomasy, biopłynów, biogazu i biogazu rolniczego nie tylko z węglem lub koksem, jak było dotychczas, ale również z odpadami zawierającymi frakcję biodegradowalną pochodzenia biologicznego.

Zwiększenie spójności i transparentności prezentowania danych na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu

W celu ujednoczenia sposobu prezentacji danych, proponuje się zmianę w art. 4 ust. 6 ustawy OZE, która precyzowałaby, że spółki obrotu są zobowiązane do uwzględnienia na fakturach prosumenckich pełnego zestawu danych, obejmującego między innymi informacje o ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dla każdego miesiąca rozliczeniowego, kwoty rozliczonego depozytu oraz rynkowej cenie energii elektrycznej. Oczekiwanym efektem byłoby zwiększenie transparentności i spójności w prezentacji danych faktur rozliczeniowych oraz ułatwienie prosumentom monitorowania i analizowania energii pobranej i wprowadzonej, co przyczyniłoby się do lepszego zrozumienia kosztów i korzyści związanych z wykorzystywaniem energii odnawialnej.

Końcowe rozliczenie depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem

Wprowadzenie nowego przepisu dotyczącego rozliczenia depozytu prosumenckiego ma na celu uregulowanie kwestii zwrotu niewykorzystanych środków w przypadku zmiany sprzedawcy energii przez prosumenta. Zgodnie z proponowaną regulacją, dotychczasowy sprzedawca energii, który prowadził rozliczenia z prosumentem energii odnawialnej, prosumentem zbiorowym energii odnawialnej lub prosumentem wirtualnym energii odnawialnej, będzie zobowiązany do zwrotu na rzecz prosumenta nadpłaty. Zwrot ten ma nastąpić w terminie nie dłuższym niż do końca kolejnego miesiąca po zmianie sprzedawcy lub w terminie rozliczenia końcowego, zgodnie z obowiązującymi przepisami. Kwota zwrotu będzie obliczona na dzień dokonania zmiany sprzedawcy, z uwzględnieniem zasad i limitów określonych w ustawie. Wprowadzenie tej regulacji ma na celu przede wszystkim ułatwienie i uporządkowanie procesu zmiany sprzedawcy energii przez prosumentów.

Weryfikacja danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego

Dla celów weryfikacji danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy o OZE, niezbędne jest umożliwienie OREO potwierdzania faktu wpisu tych wytwórców do krajowego systemu ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności prowadzonych przez Prezesa ARiMR. Rejestr prowadzony przez ARiMR nie jest udostępniany publicznie, zatem istnieje potrzeba stworzenia podstaw prawnych w ustawie o OZE umożliwiających OREO potwierdzenie właściwych danych w ewidencji ARiMR.

Jednocześnie należy wskazać, że OREO nie dysponuje danymi umożliwiającymi identyfikację wytwórcy w ewidencji ARiMR, które pozwalają na skuteczną i sprawną identyfikację wytwórcy będącego osobą fizyczną przez ARiMR. Dlatego też w pierwszej kolejności, w celu umożliwienia OREO dostępu do danych z art. 19 ust. 1 ustawy o OZE rekomenduje się wprowadzenie ścieżki polegającej na złożeniu przez OREO wniosku do Prezesa ARiMR o udzielenie informacji, czy wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną jest wpisany do ewidencji producentów, o której mowa w art. 19 ust. 1 ustawy o OZE. Ze względu na potrzebę dysponowania przez OREO właściwymi informacjami, które będzie wpisywał do wniosku, a które pozwolą Prezesowi ARiMR na kompleksową identyfikację danego podmiotu, rekomenduje się wprowadzenie możliwości pozyskania przez OREO od sprzedawcy zobowiązanego, informacji o numerze identyfikacyjnym, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. *o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności* (Dz. U. z 2023 r. poz. 885). Sposób wykorzystania danych wytwórcy zapewnia, że nie będą one upubliczniane.

Umożliwienie JST prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na produkcji energii elektrycznej na rzecz spółdzielni energetycznej

Proponowane zapisy wprowadzają możliwość prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ciepłej, a także biogazu i biometanu. Istotnym jest, aby zaznaczyć, że moc powyższych instalacji odnawialnego źródła energii mieścić się będzie w granicach mocy określonej w definicji mikroinstalacji. Dodatkowo, wykonywanie działalności gospodarczej nie będzie wymagać uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie - Prawo energetyczne lub wpisu do rejestru działalności regulowanej, o której mowa w art. 7 lub art. 23. Powyższe zapisy stanowiąc będą istotne ułatwienie w funkcjonowaniu spółdzielni energetycznych, jednocześnie zachęcając do partycypacji w nich JST, co kolejno przyczyni się do wzrostu liczby spółdzielni energetycznych.

Zmiana ceny zakupu w systemie wsparcia operacyjnego w systemie FIP

W celu pełnego odzwierciedlenia kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji o mocy mniejszej niż 1 MW, które skorzystają z systemu wsparcia operacyjnego w formie dopłat do ceny rynkowej, proponuje się wprowadzenie w art. 70j ustawy o OZE cenę zakupu w wysokości 100% referencyjnej ceny operacyjnej.

Uproszczenie działania systemu wsparcia dla zmodernizowanych hydroelektrowni

Ze względu na potrzebę modernizacji instalacji energetyki wodnej proponuje się zmianę przepisów ustawy o OZE w obszarze systemu wsparcia instalacji zmodernizowanych. Proponuje się wprowadzenie wyjątku, w którym instalacje energetyki

wodnej będą mogły wziąć udział w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, a jednocześnie nie będą musiały spełniać obowiązku przyrostu mocy zainstalowanej lub ilości wytwarzanej energii.

Ze względu na to, że łączna moc zainstalowana takich instalacji w systemie elektroenergetycznym obecnie wynosi prawie 1 GW zakłada się, że efektem dokonanych zmian będzie utrzymanie takich instalacji w systemie, co wpisuje się w strategię rozwoju OZE, a przyjmując, że instalacje te charakteryzują się znacznie stabilniejszym profilem produkcji energii od większości technologii OZE ich obecność w systemie jest korzystna dla całego systemu elektroenergetycznego.

Zmiana współczynnika dla instalacji zmodernizowanych ze 100% na 115%

Ze względu na potrzebę utrzymania funkcjonujących instalacji OZE w systemie elektroenergetycznym postuluje się o modyfikację wzoru zawartego w ustawie o OZE poprzez zastąpienie wartości „100%” wartością „115%”. Zmiana wpływa pozytywnie na sposób obliczenia udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii co powinno stanowić dodatkową zachętę do skorzystania z systemu wsparcia instalacji zmodernizowanych.

Zmiany w art. 93a ustawy o OZE w obszarze wytworzenia energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji

W aktualnym stanie prawnym dyspozycja art. 93a ustawy o OZE obejmuje wyłącznie ilość energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza tymi procesami, w tym także w zakresie, w jakim przepis ten określa sposób rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej (por. art. 93a ust. 4). Tymczasem wsparcie przewidziane przez przepisy ustawy zarówno w ramach systemu aukcyjnego, jak i w ramach systemów FIT/FIP udzielane jest wyłącznie w przeliczeniu na MWh energii elektrycznej, która została wytworzona w danej instalacji OZE, a następnie wprowadzona do sieci i sprzedana.

Zasada ta winna znajdować zastosowanie także w odniesieniu do sankcji karnej przewidzianej w dyspozycji art. 93a ust. 4 tej ustawy, która jak zostało wskazane powyżej, w aktualnym stanie prawnym, wymierzana jest w oparciu o ilość energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji odnawialnego źródła energii poza tymi procesami wysokosprawnej kogeneracji. Przedmiotowa regulacja z jednej strony skutkuje pomniejszeniem wysokości wsparcia należnego wytwórcy, z drugiej zaś strony konsekwentnie przekłada się na niekorzystny dla beneficjenta danego systemu sposób wyliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej.

W ramach art. 93a ustawy o OZE precyzuje się, że wspomniany artykuł dotyczy wyłącznie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej energię elektryczną w procesie wysokosprawnej kogeneracji oraz wprowadzającej tę energię do sieci. Pozwoli to na uwzględnienie energii wprowadzanej do sieci w obu ściśle powiązanych ze sobą zakresach, tj. zarówno w obszarze uzyskania pomocy publicznej, jak i w zakresie odpowiadającego mu obowiązku jej zwrotu.

Z uwagi na zmiany w systemie rozliczeń, w celu zapewnienie równego i sprawiedliwego podejścia wobec wszystkich podmiotów biorących udział w systemach wsparcia, projektodawca zdecydował także o utworzeniu epizodycznych regulacji służących umożliwieniu ponownego rozliczenia wg nowych zasad i zwrotu ewentualnie nadpłaconej wysokości nienależnie pobranej pomocy publicznej. Wskazany mechanizm będzie obowiązywał w określonym czasie, a skorzystanie z niego będzie uwarunkowane wnioskiem wytwórcy.

Dodatkowo projekt ustawy zakłada dodanie przepisu normującego sytuację nieprzedłożenia Prezesowi URE w terminie opinii akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji*, całość energii objętej wnioskami należy uznać za wytworzoną poza wysokosprawną kogeneracją. Wtedy ma zastosowanie wzór zgodny z art. 93a ust. 3 ustawy o OZE i zwracana jest różnica pomiędzy uzyskaną przez danego wytwórcę pomocą, a pomocą, którą wytwórca ten uzyskałby w przypadku gdyby jego instalacja stanowiła instalację nie wytwarzającą energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi URE opinii w terminie przez wytwórcę, Zarządca Rozliczeń S.A. przy ustalaniu kwoty do zwrotu może otrzymać od danego wytwórcy opinię nie złożoną wcześniej do Prezesa URE albo złożoną po terminie. W takiej opinii Abk może wynosić nawet 0 co oznacza, że cała energia była wytworzona w wysokosprawnej kogeneracji. W takim przypadku zastosowanie wzoru nie daje kwoty do zwrotu co stoi w sprzeczności z brzmieniem ust. 3. Brak wtedy wykonania sankcji z ust. 3 dla nieskładania opinii lub ich składania po terminie.

Umożliwienie zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych w systemie aukcyjnym OZE.

Umożliwia się zaliczenie energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego w ilości określonej w ofercie poprzez odpowiednie rozszerzenie przepisów.

Wprowadza się również regulację dotyczącą udostępnienia przez ZR S.A. informacji dotyczącej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.

Doprecyzowania w obszarze rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej

W związku z niemożnością określenia przez operatora systemu gazowego ilości biometanu, rekomenduje się modyfikację art. 92 ust. 11¹ oraz ust. 11a ustawy o OZE w ten sposób, aby wskazać, że dane dostarczane przez operatora systemu gazowego to dane określające ilość paliwa gazowego wprowadzone do jego gazowej sieci przesyłowej w danym punkcie wejścia.

Ze względu na pojawiające się problemy z interpretacją przepisów art. 93 ustawy, należy dokonać również kilka zmian, m.in. z uwagi na potrzebę poprawy funkcjonowania bilansowania gazu w polskim systemie przesyłowym w okresach godzinowych, a także na związane z tym braki określenia cen gazu w tych okresach na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE. Należy usunąć wątpliwości interpretacyjne, które powodowane są przez odniesienie się do „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji”, w kontekście obecnego kształtu rynku giełdowego.

Z uwagi na różnice w funkcjonowaniu rynków gazu i energii elektrycznej oraz niejasność w zakresie sformułowania „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej lub gazu ziemnego w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji giełdowych sesyjnych – dla każdej godziny dostawy energii elektrycznej i dla każdej godziny dostawy gazu ziemnego”, konieczne jest dokonanie zmiany brzmienia art. 93 ust. 3 ustawy – także w kontekście funkcjonującej na rynku energii elektrycznej od 2015 r. interpretacji tego rynku jako Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez TGE. Nowe przepisy powinny być tak skonstruowane, aby zapewnić prawidłową interpretację poprzez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego”.

Zmiana organu weryfikującego dane z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia

Ze względu na fakt, że ustawa obecnie nakazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatorowi systemu przesyłowego gazowego weryfikację danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, których nie jest w stanie w sposób poprawny zweryfikować, rekomenduje się modyfikację art. 121 ust. 5 ustawy o OZE poprzez uszczuplenie obszaru weryfikacyjnego dla powyższych operatorów oraz nałożenie dodatkowych obowiązków URE.

Zmiana w wymogach wydawania certyfikatu instalatorom instalacji odnawialnego źródła energii

W celu podwyższenia jakości usług świadczonych przez instalatorów instalacji OZE proponuje się odstąpienie od możliwości uzyskania certyfikatu na podstawie dyplomu ukończenia studiów na kierunku związanym z kształceniem w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, ciepłych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych. Dodatkowo rezygnuje się z części wymogów z art. 136 ust. 3 pkt 1 ustawy o OZE, przyjmując, że instalator i tak musi zdać egzamin, który kompleksowo sprawdzi jego umiejętności praktyczne i teoretyczne, nie ma potrzeby legitymowania się dodatkową dokumentacją. Warto podkreślić, że egzamin dla instalatorów potwierdza posiadanie najwyższych standardów w zakresie instalowania instalacji OZE. Z kolei samo spełnienie przesłanek z art. 136 ust. 3 pkt 1 lit. b-e ustawy o OZE nie dają takiej pewności, dlatego uważa się za zasadne ich uchylenie.

Liberalizacja systemu aukcyjnego dla źródeł paliwowych

Jak wynika z analiz, podstawowym czynnikiem zniechęcającym wytwórców w surowcozależnych instalacjach OZE (biogaz, w tym biogaz rolniczy, biomasa) do udziału w aukcjach OZE jest możliwość nałożenia kary przez prezesa URE, z tytułu niedostarczenia minimum 85% energii określonej w ofercie. Z uwagi na zmienne i niemożliwe do przewidzenia ceny surowców biomasowych wykorzystywanych w instalacjach biogazu i biomasy, inwestorzy nie są w stanie zaakceptować ryzyka związanego z przyszłym kosztem wytwarzania energii elektrycznej. Tym samym elastyczność w aukcjach co do dostarczanej ilości energii oraz ww. sankcja finansowa za brak realizacji oferty powodują brak zainteresowania udziałem w aukcjach lub późniejsze wycofanie się z systemu.

W związku z powyższym, w celu zwiększenia dynamiki rozwoju sektorów biogazu i biomasy oraz uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego dla tych wytwórców, projektowane rozwiązania będą zmierzały do obniżenia obowiązku minimalnego progu dostarczenia energii określonej w ofercie do 65%.

Na podstawie danych dotyczących instalacji biogazowych będących obecnie w fazie zaawansowanej budowy, szacuje się, że potencjalnie w wyniku projektowanych uproszczeń do systemu aukcyjnego mogłoby trafić kilkanaście nowych instalacji o łącznej mocy około 20 MW. Wielkość ta może potencjalnie być zwiększona przez instalacje, które mają jeszcze możliwość zmigrowania z systemu świadectw pochodzenia (około 2-3 MW). Niewykluczone, że projektowane rozwiązanie zachęci inwestorów dotychczas wahających się, do podjęcia działań inwestycyjnych i pozwoli na zwiększenie tego potencjału o kolejne kilka do kilkunastu MW. W sumie zatem spodziewać się można, że projektowane zmiany pozwolą na powstanie około 40-50 MW nowej mocy w biogazie lub biomasie.

Koszt profilu dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE

Projektodawca planuje wprowadzić rozwiązanie epizodyczne, obowiązujące do końca 2027 mające na celu zaadresowanie kwestii kosztu profilu instalacji przy rozliczaniu sprzedaży aukcyjnej poprzez odpowiednie sparometryzowanie rozliczania wytwórców - pod warunkiem zapewnienia stabilizacji produkcji po stronie wytwórcy poprzez ograniczenie mocy

wprowadzanej do sieci względem mocy zainstalowanej. Takie rozwiązanie ma zapewnić podaż projektów aukcyjnych oraz wzrost udziału mocy zainstalowanej OZE do zakładanych przez Polskę poziomów, co pozwoli wypełnić zakładane poziomy udziału energii elektrycznej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Rozwiązanie ma charakter epizodyczny, gdyż od 2027 roku planowane jest dostosowanie systemu aukcyjnego z kryteriami pozacenowymi zgodnego z rozporządzeniem Net Zero Industry Act, który rozwiąże problem kompleksowo, gdyż dopuszczone do uczestnictwa zostaną jedynie instalacje wyposażone w magazyny energii, a dla istniejących instalacji, które zdecydują się doposażyć w magazyn energii, przygotowany zostanie mechanizm umożliwiającym migrację do tego nowego systemu.

IV. Zmiany w pozostałych ustawach

Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii

W celu stabilnego rozwoju energetyki prosumenckiej proponuje się wprowadzenie modyfikacji w artykule 7 ust. 8d¹² w Ustawie Prawo Energetyczne, która zakłada, że przy przyłączeniu mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, moc zainstalowanego magazynu nie będzie wliczana do mocy zainstalowanej mikroinstalacji, z zastrzeżeniem dwóch warunków. Po pierwsze, moc zainstalowanego magazynu nie może przekraczać 2,2-krotnej wartości mocy zainstalowanej mikroinstalacji. Po drugie, łączna moc wprowadzana do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej musi być mniejsza niż moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji. Ten warunek musi zostać potwierdzony przez złożenie oświadczenia odbiorcy na etapie zgłoszenia mikroinstalacji z magazynem energii.

Celem tej zmiany jest umożliwienie prosumentom montażu magazynów energii o większej pojemności i tym samym zwiększenie autokonsumpcji produkowanej przez nich energii elektrycznej.

Szacuje się, że jeżeli 20% prosumentów, którzy w danym roku przystąpią do systemu rozliczeń net-billing, zamontuje magazyn energii elektrycznej o mocy max. 2,2 mocy mikroinstalacji, to maksymalna łączna moc przyłączonych magazynów energii do końca 2029 roku wyniesie około 3,7 GW. Przy założeniu, że magazyn energii zamontowaliby wszyscy prosumenci, którzy przystąpią do systemu rozliczeń net-billing, w 2029 r. łączna moc ich magazynów energii wyniesie 18,3 GW. W ciągu 5 lat oznaczałoby to wzrost mocy zainstalowanej domowych magazynów energii na poziomie ok. 10 GW.

Wprowadzenie definicji oraz określenie zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu

W celu poszerzenia wachlarza możliwości wykorzystania biogazu i biogazu rolniczego w innych miejscach niż miejsce ich wytworzenia proponuje się wprowadzenie definicji gazociągu bezpośredniego biogazu oraz szczegółowe określenie warunków funkcjonowania ww. gazociągu w oddzielnym rozporządzeniu.

Na potrzeby zgromadzenia w jednym miejscu informacji o wszystkich działających gazociągach bezpośrednich biogazu proponuje się powierzenie Prezesowi URE prowadzenia wykazu gazociągów bezpośrednich biogazu.

Proponowane przepisy wprowadzą niezbędne delegacje umożliwiające doszczegółowienie kolejnego wariantu transportu biogazu albo biogazu rolniczego od wytwórcy bezpośrednio do odbiorcy. Uzupełnienie regulacji dotyczących transportu paliw gazowych w przepisach prawa krajowego o biogaz, w tym biogaz rolniczy, zharmonizuje i ułatwi zasady prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze biogazu w tym zakresie. Ponadto zapewni bezpieczeństwo transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego biorąc pod uwagę wpływ na środowisko i zdrowie ludzi. Niekwestionowaną korzyścią z wprowadzenia ww. regulacji będą ułatwienia proceduralne w kwestii budowania połączeń transportujących biogaz, w tym biogaz rolniczy, pomiędzy biogazownią i instalacją odbiorcy, ułatwiając w ten sposób rozwój lokalnego rynku biogazu.

Oszacowanie potencjału nowych mocy powstałych w wyniku zaproponowanych zmian jest trudne, dlatego, że rozwiązanie to stanowić będzie m.in. dodatkową możliwość dla już istniejących instalacji do dywersyfikacji źródeł przychodów. Prognozuje się, że nowe instalacje będą korzystały z tego rozwiązania w pobliżu zakładów gwarantujących zbyt dla całej planowanej do produkcji ilości biogazu. Dlatego też szacuje się, że rozwiązanie to spowoduje powstanie maksymalnie kilkunastu nowych instalacji biogazu i biometanu o szacunkowej mocy kilkudziesięciu MW.

Z uwagi na długi okres związany z permittingiem gazociągi bezpośrednie nie powstaną od razu w momencie wejścia w życie nowelizacji i dedykowanego rozporządzenia. Dlatego biorąc pod uwagę odległy etap powstania takich instalacji oraz charakter tych instalacji, który oznacza, że inwestycje w takie gazociągi nie są inwestycjami o charakterze masowym, na obecnym etapie nie zakłada się dodatkowych kosztów związanych z prowadzeniem rejestru operatorów gazociągu bezpośredniego biogazu przez Prezesa URE.

Zmiany porządkujące w przepisach odsyłających do świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego

W celu uporządkowania systemu prawa uchyla się przepisy związane z wydawaniem świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego w następujących ustawach:

- 1) ustawa z dnia 14 sierpnia 2018 r. *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji* (Dz.U. z 2024 r. poz. 639);
- 2) ustawa z dnia 11 września 2019 r. – *Prawo zamówień publicznych* (Dz.U. z 2023 r. poz. 1605 i 1720).

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. (M.P. z 2024 r. poz. 806) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcie celu poprzez zastosowanie innych środków niż regulacja w ustawie.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Zasady lokalizacji lądowych elektrowni wiatrowych

W Europie mamy do czynienia z różnym podejściem w zakresie minimalnej odległości elektrowni wiatrowych od budynków mieszkalnych. Poniżej przedstawiono informacje na podstawie opracowania Wspólnego Centrum Badawczego KE⁸. Zgodnie z tym opracowaniem wymienione poniżej kraje stosują regułę wysokości (w maksymalnym wzniesieniu łopaty wirnika, tzw. tip height, lub wysokości wirnika, tzw. hub height):

- Polska i niemiecki land Bawaria stosują zasadę 10-krotności wysokości (10 x tip height, czyli 10H), co oznacza, że dla nowoczesnych elektrowni wiatrowych o wysokości szczytowej 150-180 m minimalna odległość od zabudowań mieszkalnych wynosi ok. 1500–1800 m);
- Niemiecki land Saksonia (750-1000 m lub 10 x hub height);
- Niemiecki land Saksonia-Anhalt (1 000 m lub 10 x całkowitej wysokości);
- Włochy stosują odległość 200 metrów od pojedynczych domów lub zasadę 6H od miast (towns). W praktyce istnieje duże zróżnicowanie w zależności od regionu;
- Dania i Belgia stosują 4-krotną zasadę wysokości szczytowej (4H), co przekłada się na minimalną odległość ok. 600 m. W Walonii stosuje się regułę 400 m;
- Holandia przyjęła zasadę 4-krotności wysokości wirnika (ang. hub height).

Wiele europejskich krajów minimalną odległość wyznacza na podstawie określonego dystansu wyrażonego w metrach, niekiedy dopuszczając indywidualne podejście w poszczególnych regionach. Te regulacje mają zróżnicowany status: od obligatoryjnego do najczęściej fakultatywnych zaleceń, wytycznych czy dobrych praktyk.

Taką zasadę przyjęły następujące kraje:

- Austria (przedział od 800 do 1 200 m, w zależności od polityki regionalnej kraju związkowego);
- Estonia (główne kryterium to regulacje hałasu, jednak władze lokalne mogą wprowadzić bardziej restrykcyjne postanowienia, z przyjętych większość wynosi 1 000 m, ale zdarzają się w niektórych miejscach 2 000 m);
- Francja (500 m);
- Grecja (500-1 500 m, poza tym istnieją regulacje dotyczące maksymalnej gęstości zabudowy elektrowniami, np. max do 20% obszaru gminy);
- Holandia (w zależności od regionu przedział od 400 do 600 m) – ze względu na przepisy akustyczne, turbiny nie mogą być usytuowane w odległości mniejszej niż 400 m od terenów mieszkalnych. W niektórych regionach minimalna odległość do działek budowlanych, takich jak Prowincja Noord-Holland, wynosi 600 m;
- Hiszpania (500 m) – zalecana jest minimalna odległość 500 m od pojedynczych budynków mieszkalnych (z wyjątkiem niektórych regionów m.in. Balearów), która może się minimalnie różnić między regionami. Farmy zazwyczaj instalowane 1 000 m od obszarów zurbanizowanych;
- Irlandia (głównym kryterium są normy hałasu, biorąc to pod uwagę, można założyć, że wynoszą ok. 500 m);
- Litwa (głównym kryterium są normy hałasu, biorąc to pod uwagę, można założyć, że wynoszą ok. 500 m);
- Niemcy (w zależności od regionu np. 400 m w landzie Schleswig-Holstein lub 10H w landzie Bawaria – każdy kraj związkowy Niemiec może we własnym zakresie rozstrzygać o przyjęciu minimalnej dopuszczalnej odległości, jednak, według ustawodawstwa krajowego, regulacje nie mogą być zbyt restrykcyjne);
- Portugalia (brak dedykowanych regulacji odległościowych, decydują normy hałasu, które przekładają się zazwyczaj na ok. 500 m);
- Rumunia (300 m od pojedynczych budynków oraz 500 m od więcej niż 5 budynków);
- Węgry (1 000-2 000 m.).

W kilku krajach europejskich nie określono minimalnych odległości w ustawodawstwie centralnym. Zamiast tego odsunięcie jest określane na poziomie konkretnej inwestycji/projektu i jest powiązane z limitami hałasu oraz innymi oddziaływaniami elektrowni wiatrowej:

- Wielka Brytania – w ustawodawstwie krajowym nie ma minimalnej odległości między turbiną wiatrową a obszarami mieszkalnymi (w pewnych sytuacjach możliwe jest przyjęcie uregulowań lokalnych);
- Belgia (region Flandrii – 3 x średnica wirnika, jeżeli hałas tła jest większy niż norma);
- Finlandia;
- Norwegia;

⁸ Dane za: Dalla Longa, F., Kober, T., Badger, J., Volker, P., Hoyer-Klick, C., Hidalgo, I., Medarac, H., Nijs, W., Politis, S., Tarvydas, D. and Zucker, A., Wind potentials for EU and neighbouring countries: Input datasets for the JRC-EU-TIMES Model, EUR 29083 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, Aneks 1, s. 47-54 https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109698/kjna29083enn_1.pdf.

– Szwecja.

Jeśli zaś chodzi o odległości elektrowni wiatrowych od form ochrony przyrody, zgodnie z opracowaniem *WinWind Screening Of Technical And Non-Technical Regulations, Guidelines And Recommendations, 2019* zwraca się uwagę na różne prawodawstwo krajów. Trudno jest porównać przepisy i wytyczne dotyczące odległości elektrowni wiatrowych od naturalnych obszarów chronionych. Przypadki Niemiec i Włoch pokazują, że nawet w obrębie jednego kraju przepisy mogą się różnić w zależności od kraju związkowego lub regionu. W zależności od statusu ochrony każdej kategorii obszaru, badane kraje wyznaczają obszary naturalne, na których rozwój energetyki wiatrowej jest surowo zabroniony oraz obszary, na których plany lub farmy wiatrowe mogą być częściowo dozwolone pod pewnymi warunkami lub w wyjątkowych przypadkach.

Region/ federal state	Nature protection areas	National parks	Nature park	Landscape Conservation Areas	Protective forest, recreational forest
Thuringia	300 m	600 m	-	-	300 m (natural forest plots, 100 m natural forest reservations)
Saxony	No uniform setback distances				
Brandenburg	-	-	-	-	-
Schleswig-Holstein	300 m + rotor radius	300 m + rotor radius			> 2 ha: 100 m + rotor radius

Tab. 2 Odległości od form ochrony przyrody w Niemczech, *WinWind Screening Of Technical And Non-Technical Regulations, Guidelines And Recommendations, 2019*.

Natural areas	Germany	Italy	Latvia	Norway	Poland	Spain
Protected areas	There are different natural areas, which enjoy different protection status. Generally, development of wind farms is prohibited in the following areas: nature reserves (<i>Naturschutzgebiete</i>), national parks, national natural monuments, natural monuments, protected parts of the landscape and legally protected biotopes. In other areas (biosphere reserves, landscape protection areas, nature parks, NATURA 2000 areas) siting of wind farms is at least partly possible under certain conditions. However, there are considerable differences between the federal states (<i>Länder</i>) (See tables in section 2.2).	There is no general prohibition to install wind plants inside natural areas. The Ministerial decree 10/9/10 (Guidelines for authorization) provides criteria to the regions for identifying "not suitable areas" for each specific renewable plant type and size inside the Local Energy Plans. This provision is aimed to avoid to receive instances which have few possibility to be approved.	SCAs: buffer of 500 m SPAs and IBAs: 2,000 m UNESCO Biosphere Reserve: specific criteria to select areas where deployment of WE is allowed based on a landscape ecological planning methodology (see also the corresponding WinWind Best Practice Case Study). However, the distances described above shall be fulfilled.	Protected areas are not considered suitable for wind power.	Spatial limitation for protected areas including "Nature 2000" network. Extended process of investment preparation for the new installations.	The building of wind parks is forbidden in the total Spanish territory in natural areas (the "Red Natura 2000") or which could be affected by the building of wind parks.

Tab. 3 Przegląd porównawczy polityk i/lub zaleceń dotyczących lokalizowania elektrowni wiatrowych, a formy ochrony przyrody, *WinWind Screening Of Technical And Non-Technical Regulations, Guidelines And Recommendations, 2019*.

Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW

Z analizy sytuacji w zakresie wsparcia dla biometanu wynika, że:

- w Danii małe bioreaktory o mocy mniejszej niż 500 kWe otrzymywały wsparcie w postaci taryfy gwarantowanej (FIT), o mocy powyżej 500 kWe wspierane były poprzez system przetargowy/aukcyjny.
- we Francji, w styczniu 2019 r. rząd francuski ogłosił zamiar odejścia od wsparcia poprzez FIT dla największych wytwórców biogazu/biometanu, jednak nie mamy aktualnej wiedzy na temat progu mocy wyrażonej w kWe, który rozgraniczałby wytwórców mogących korzystać z FIT albo z systemu aukcyjnego.

- w Holandii wsparcie udzielane jest wszystkim wytwórcom poprzez system aukcyjny niezależnie od dalszego wykorzystania biogazu w wysokosprawnej kogeneracji lub zatłoczenia go do sieci gazowej. W każdym przetargu ustalana jest maksymalna kwota. Przetarg SDE + Wiosna 2020 był podzielony na 3 etapy, z których każdy miał zdefiniowaną maksymalną kwotę oferty. Pierwsza faza została otwarta z maksymalną kwotą 49 EUR/MWh, następną fazą 2 (maksymalnie 56 EUR/MWh) i faza 3 (maksymalnie 92 EUR/MWh).

Należy również mieć na uwadze, że w związku z wejściem w życie Komunikatu Komisji z dnia 18 lutego 2022 r. *Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią* projekty w zakresie wytwarzania biometanu, które nie zostały objęte Rozporządzeniem Komisji (UE) 2023/1315 dnia 23 czerwca 2023 r. zmieniającym rozporządzenie (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu oraz rozporządzenie (UE) 2022/2473 uznające niektóre kategorie pomocy udzielanej przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie produkcji, przetwórstwa i wprowadzania do obrotu produktów rybołówstwa i akwakultury za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. U. UE. L. z 2023 r. Nr 167, str. 1), będzie można obejmować programami pomocy publicznej jedynie w sytuacji zagwarantowania, że instalacje objęte wsparciem zostaną wyłonione w tzw. procedurze konkurencyjnej. Oznacza to, że w kolejnych latach wzrośnie liczba programów pomocowych opartych o system aukcyjny.

W zakresie pozostałych zmian, należy wskazać, że nie jest możliwe zestawienie ich z rozwiązaniami z innych krajów, co wynika z faktu, że projektowane rozwiązania mają charakter specyficzny dla prawodawstwa krajowego i nie znajdują odzwierciedlenia w przepisach międzynarodowych. Dlatego takie porównania wydają się dla projektodawcy niecelowe.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	-	Prowadzenie rejestru operatorów gazociągu bezpośredniego biogazu. Prowadzenie systemu aukcyjnego dla biometanu. Zwiększona liczba wniosków o koncesję dla LEW. Wydłużenie terminu do 90 dni na zwrot opłaty rezerwacyjnej.
Wytwórcy biogazu (w tym biogazu rolniczego)	Trudne do oszacowania	b/d	Umożliwienie przesyłu biogazu za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego biogazu. Zachęta do wchodzenia do aukcyjnego systemu wsparcia poprzez uatrakcyjnienie warunków uczestnictwa w nim wytwórców.
Wytwórcy energii w instalacjach biomasy	Trudne do oszacowania	b/d	Zachęta do wchodzenia do aukcyjnego systemu wsparcia poprzez uatrakcyjnienie warunków uczestnictwa w nim wytwórców.
Prezes Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa	1		Wprowadzenie dodatkowego obowiązku polegającego na potwierdzeniu OREO istnienia wytwórcy w krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych	189 podmiotów	Sprawozdanie Prezesa URE za 2022 r.	Dostosowanie się do nowych regulacji zw. z zasadami sumowania mocy zainstalowanej instalacji PV i magazynu.
Gminy (wójt, burmistrz, prezydent miasta)	2477, w tym w szczególności z uwagi na przedmiot ustawy: - gminy wiejskie: 1464 - gminy wiejsko-miejskie: 711 - gminy miejskie: 302	https://stat.gov.pl/statystyka-regionalna/jednostki-terytorialne/podzial-administracyjny-polski/	Konieczność uwzględnienia w realizowanych zadaniach i czynnościach związanych z procesem planistycznym dla elektrowni wiatrowych i zabudowy mieszkaniowej wokół. Dochody z tytułu podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych.
Mieszkańcy terenów znajdujących się w gminach, gdzie potencjalnie będą realizowane nowe inwestycje w postaci elektrowni wiatrowych	Gminy wiejskie: 10 809 005, Gminy miejsko-wiejskie: 9 096 239	GUS, lipiec 2021, dane ogólnodostępne	W zależności od wnioskowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej, ich nieruchomości mieszkalne potencjalnie będą znajdowały się w obszarze położonym w niedalekiej odległości od nieruchomości (ale poza zasięgiem jej oddziaływania – tj. poza obszarem znajdującym się w odległości minimum 500 m od elektrowni wiatrowej). Będą mieli możliwość uczestniczenia w procedurze planistycznej.
Mieszkańcy terenów znajdujących się w gminach, gdzie będą potencjalnie realizowane nowe inwestycje w instalacje do wytwarzania biometanu	Gminy wiejskie: 10 809 005, Gminy miejsko-wiejskie: 9 096 239	GUS, lipiec 2021, dane ogólnodostępne	Dochody z tytułu podatku od nieruchomości od instalacji biometanu.
Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska i regionalni dyrektorzy ochrony środowiska	1+16	Dane ogólnodostępne	Konieczność uwzględnienia w realizowanych zadaniach i czynnościach oceny raportów oddziaływania na środowisko oraz uzgadniania prognoz oddziaływania na środowisko dla inwestycji w postaci elektrowni wiatrowych, które z uwagi na funkcjonowanie zasady 10H oraz 700 m były przekazywane do rdoś w mniejszej liczbie.
Wytwórcy w instalacjach OZE biorący udział w aukcjach	Kilka tysięcy	Szacunki własne (ok. 500-1000 wytwórców rocznie)	Zmiana zasad rozliczeń w przyszłych aukcjach OZE.
Wytwórcy OZE w instalacjach CHP	Ok. 100	Dane ZRSA	Uzyskanie uprawnienia do ponownego rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej w ciągu

uczestniczący w systemach wsparcia oze			określonego czasu od wejścia w życie przepisów ustawy.
Zarządca Rozliczeń S.A.	1	Dane ogólnodostępne	Krótkoterminowe obciążenie dodatkowymi obowiązkami związanymi z weryfikacją wniosków wytwórców dot. rozlicza nienależnie wypłaconej pomocy publicznej.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Client Earth,
- 2) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
- 3) Enea Operator Sp. z o.o.,
- 4) Energa-Operator S.A.,
- 5) Fundacja Greenpeace Polska,
- 6) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
- 7) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
- 8) Fundacja WWF Polska,
- 9) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
- 10) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
- 11) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
- 12) Izba Gospodarcza Gazownictwa,
- 13) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
- 14) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 15) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
- 16) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
- 17) Krajowa Izba Gospodarcza,
- 18) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami,
- 19) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM,
- 20) Orlen Południe,
- 21) PGE S.A.,
- 22) PKN Orlen S.A,
- 23) PKP Energetyka Kolejowa,
- 24) Polenergia S.A,
- 25) Polska Geotermalna Asocjacja,
- 26) Polska Spółka Gazownictwa,
- 27) Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
- 28) Polska Izba Gospodarki Odpadami,
- 29) Polska Platforma LNG i BIOLNG,
- 30) Polska Izba Biomasy,
- 31) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
- 32) Polska Izba Inżynierów Budownictwa,
- 33) Polska Izba Morskiej Energetyki Wiatrowej,
- 34) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
- 35) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
- 36) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A,
- 37) Polskie Centrum Akredytacji,
- 38) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A,
- 39) Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
- 40) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
- 41) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
- 42) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
- 43) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,

- 44) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła,
- 45) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
- 46) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 47) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES,
- 48) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
- 49) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 50) Stoen Operator sp. z o.o.,
- 51) Stowarzyszenie Zielony Gaz dla Klimatu,
- 52) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
- 53) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
- 54) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
- 55) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
- 56) Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii.
- 57) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów,
- 58) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
- 59) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
- 60) Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych,
- 61) Stowarzyszenie Urbanistów ZOIU,
- 62) Tauron Dystrybucja S.A.,
- 63) Towarowa Giełda Energii S.A.,
- 64) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
- 65) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 66) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE),
- 67) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
- 68) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
- 69) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie,
- 70) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu,
- 71) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu,
- 72) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie,
- 73) Uniwersytet Techniczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy,
- 74) Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie,
- 75) Związek Banków Polskich,
- 76) Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej,
- 77) Związek Polskich Pracodawców Handlu i Usług (ZPPHiU).

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

- 1) Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa,
- 2) Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska,
- 3) Główny Urząd Miar,
- 4) Główny Urząd Nadzoru Budowlanego,
- 5) Instytut Nafty i Gazu,
- 6) Instytut Ochrony Środowiska,
- 7) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
- 8) Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
- 9) Polski Komitet Normalizacyjny,
- 10) Polskie Centrum Akredytacji,
- 11) Prokuratura Generalna Rzeczypospolitej Polskiej,
- 12) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
- 13) Urząd Dozoru Technicznego,
- 14) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
- 15) Urząd Regulacji Energetyki,
- 16) Urząd Ochrony Danych Osobowych,
- 17) Zarządca Rozliczeń S.A.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

- 1) Pracodawcy RP,
- 2) Konfederacja Lewiatan,

- 3) Związek Rzemiosła Polskiego,
- 4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
- 5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
- 6) Federacja Przedsiębiorców Polskich,
- 7) Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

Projekt podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Działalności Pożytku Publicznego.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z konsultacji, zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0,00	1,52	3,66	7,80	13,00	18,22	24,29	24,29	24,29	24,29	24,29	165,66
budżet państwa	0,00	1,52	3,66	7,80	13,00	18,22	24,29	24,29	24,29	24,29	24,29	165,66
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0,00	0,50	0,51	0,51	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,53	0,54	5,21
budżet państwa	0,00	0,50	0,51	0,51	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,53	0,54	5,21
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0,00	1,02	3,15	7,28	12,49	17,70	23,77	23,76	23,76	23,76	23,76	160,45
budżet państwa	0,00	-0,50	-0,51	-0,51	-0,52	-0,52	-0,52	-0,53	-0,53	-0,53	-0,54	-5,21
JST	0,00	1,52	3,66	7,80	13,00	18,22	24,29	24,29	24,29	24,29	24,29	165,66
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	<p>Na potrzeby realizacji zadań dotyczących systemu aukcyjnego przewidziano konieczność utworzenia dwóch dodatkowych etatów w Urzędzie Regulacji Energetyki, finansowanych z budżetu państwa.</p> <p>W ramach przychodów JST wynikających z budowy i eksploatacji instalacji biometanu uwzględniono przychody wynikające z tytułu podatków od nieruchomości, podatku gruntowego oraz podatków odprowadzanych przez operatorów sieci gazowych.</p>
---------------------	---

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>W zakresie biometanu:</p> <p>1. Wydatki budżetu państwa – Prezes URE</p> <p>W obszarze realizacji zadań wynikających z wprowadzenia systemu aukcyjnego dla biometanu przewiduje się utworzenie 2 (dwóch) stanowisk pracy. Jako uzupełnienie pkt. 6 OSR w tym obszarze wskazuje się, że Prezes URE będzie wykonywał nowe, nierealizowane wcześniej czynności związane z monitoringiem pomocy publicznej w ramach systemów wsparcia dla biometanu realizowanego w systemie aukcyjnym.</p> <p>Zadania wykonywane przez Prezesa URE będą wiązały się z rozszerzeniem funkcjonalności narzędzia dedykowanego do analizy, monitorowania i przeprowadzania aukcji energii</p>
--	---

elektrycznej o analogiczne funkcjonalności dedykowane do przeprowadzania aukcji dla biometanu.

Tym samym obowiązki przydzielone w ramach nowotworzonych etatów będą polegały m.in. na:

- modyfikacji algorytmu/modelu obejmującego dane niezbędne do monitorowania poziomu pomocy publicznej w ujęciu danego roku oraz danego projektu;
- analizie deklaracji wytwórców złożonych do Prezesa URE oraz wydanie zaświadczenia umożliwiającego udział w systemie aukcyjnym dla biometanu, w tym ilości biometanu przeliczonej na ilość energii elektrycznej wyrażonej w KWh energii zadeklarowanej przez wytwórcę do sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego oraz parametrów efektywnościowych właściwych dla danej instalacji;
- wprowadzaniu zebranych danych do algorytmu/modelu oraz zaprognozowanie za pomocą stworzonego algorytmu/modelu pomocy publicznej w całym okresie planowanego wsparcia;
- stałej weryfikacji i wprowadzaniu aktualnych danych dotyczących zmiennych wielkości makroekonomicznych;
- zagregowaniu uzyskanych danych dla prowadzonych aukcji z pomocą publiczną już udzieloną w danym roku w ramach całego systemu w celu weryfikacji limitu;
- analizowanie poprawności złożonych przez wytwórców sprawozdań, weryfikacja danych zawartych w sprawozdaniach jak również obsługa zapytań wnioskodawców.

W świetle powyższego należy wskazać, że realizacja nowych zadań zaadresowanych do ww. etatów ma charakter interdyscyplinarny i wymagać będzie eksperckiej wiedzy w zakresie m.in. ekonomii, wpływu wielu wskaźników na kształtowanie się cen energii w długim okresie, wytwarzania biometanu z biogazu, uwarunkowań rynku biogazu i biometanu oraz uwarunkowań prawnych prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu i z biogazu rolniczego. W związku z powyższym, niezbędne będzie zatrudnienie pracowników posiadających odpowiednie wykształcenie i doświadczenie.

Realizowane działania będą się wiązały z dodatkowymi kosztami po stronie URE w zakresie:

Pozycja 1 – koszty infrastruktury:

- wynajem powierzchni biurowej, koszty energii elektrycznej, sprzątanie, itp.;
- utworzenie stanowiska pracy (w tym niezbędnej infrastruktury) oraz jej utrzymania (szkolenia, itp.).

Pozycja 2 – koszty osobowe:

Zgodnie z informacjami przekazanymi przez URE, bazując na dotychczasowym doświadczeniu w zakresie obsługi prowadzenia spraw niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowych dwóch osób na stanowiskach eksperckich. Poniższa tabela zawiera zestawienie kosztów bazujące na aktualnym doświadczeniu Prezesa URE w ww. zakresie, kwoty finansowe są wyrażone w tys. zł.

Pozycja	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Pozycja 1 (tys. zł)	0,00	150,00	130,00	133,29	136,71	140,14	143,71	147,43	151,14	155,00	159,00
Pozycja 2 (tys. zł)	0,00	350,00	379,75	379,75	379,75	379,75	379,75	379,75	379,75	379,75	379,75
Suma (tys. zł)	0,00	500,00	509,75	513,04	516,46	519,89	523,46	527,18	530,89	534,75	538,75

2. Dodatkowe przychody JST – podatki lokalne

Instalacje biometanu rozlokowane na terenach poszczególnych gmin stanowią dodatkowe źródło przychodów dla budżetów samorządów lokalnych. Największą pozycję stanowi podatek od nieruchomości zazwyczaj określany na poziomie ok. 2% wartości budowli (komory fermentacyjne, pomieszczenia i zbiorniki magazynowe oraz na poferment, instalacje uzdatniania biogazu, gazociągi, itp.) oraz budynków gospodarczych (socjalnych, maszynowni, itp.).

Bazując na ww. danych dla referencyjnej instalacji oraz informacjach z rynku oszacowano poziom przychodów z tytułu podatków gruntowych oraz od nieruchomości dla instalacji

wytwórczych o większych mocach. Przy obliczaniu należnego podatku wykorzystano stawki obowiązujące na podstawie obwieszczenia Ministra Finansów z dnia 21 lipca 2023 r. w sprawie *górnych granic stawek kwotowych podatków i opłat lokalnych na rok 2024* (M.P. z 2023 r. poz. 774).

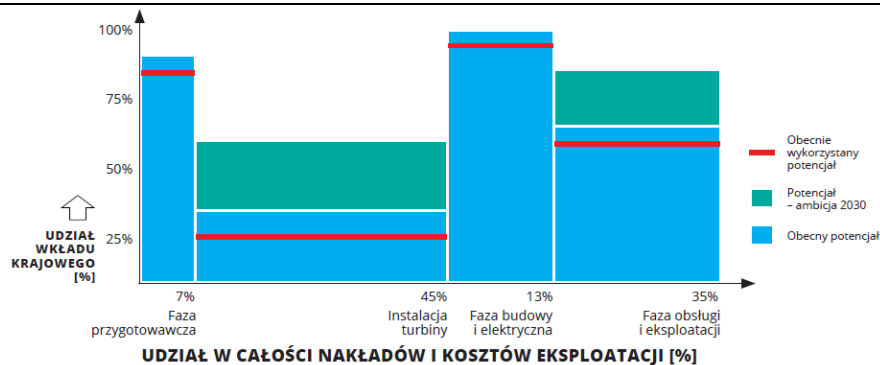
Do analizy poziomu przychodów z tytułu podatku gruntowego oraz podatku od nieruchomości wykorzystano informacje od operatorów sieci gazowych dotyczące ilości procedowanych wniosków oraz deklaracji w zakresie ilości biometanu wprowadzanego do tych sieci zgłaszane w ramach składanych warunków o przyłączenie od sieci gazowych. Na ich podstawie obliczono średnią moc instalacji biometanowej wyrażonej w MWe, która oscyluje w okolicy 2,8 MW, która (jak wynika ze struktury złożonych wniosków) powinna zostać osiągnięta w 2030 r., po przyłączeniu wszystkich instalacji objętych wsparciem w postaci systemu aukcyjnego dla biometanu. Liczbę i moc przyłączanych instalacji wytwórczych biometanu w poszczególnych latach przyjęto na podstawie szacunków własnych.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Wpływy do JST (w mln zł)	0,00	1,52	3,66	7,80	13,00	18,22	24,29	24,29	24,29	24,29	24,29

Szczegółowe wyliczenie znajduje się w zał. nr 2 do OSR *Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki*, pkt 2. Wzrost dochodów Jednostek Samorządu Terytorialnego (JST) z tytułu odprowadzanych podatków.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
	(dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	<u>W zakresie lądowej energetyki wiatrowej:</u>						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	W zakresie sektora przedsiębiorstw budowlanych oraz innych uczestniczących w łańcuchu dostaw na potrzeby przygotowania i realizacji inwestycji w postaci elektrowni wiatrowych na lądzie, istnieje możliwość zaangażowania się w duże projekty infrastrukturalne. Projektowana nowelizacja wywrze istotny wpływ na finanse przedsiębiorstw w sektorze energetyki odnawialnej oraz w sektorze budowlanym, doradczym i projektowym, co wpłynie pozytywnie na realizację zakładanego wzrostu udziału krajowego w polskich projektach LEW, zgodne z ambicjami zawartymi w analizach Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej.						



Tab. 4 udział wkładu krajowego na polskie projekty LEW, źródło: diagnoza obecnej sytuacji i potencjału krajowego łańcucha dostaw dla lądowej energetyki wiatrowej w Polsce oraz rekomendacje na rzecz optymalizacji jego rozwoju, Instytut Jagielloński

Rozwój LEW wpłynie również na rozwój potencjału zawierania umów bezpośredniego zakupu energii OZE (PPA), co stanowi korzyść zarówno dla inwestora posiadającego LEW (zagwarantowanie zbycia wyprodukowanej energii elektrycznej po określonej cenie) jak i również odbiorcy (możliwość zakupu energii elektrycznej po stałej cenie). Dbanie o wizerunek prowadzonej działalności poprzez, komunikować na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych).

W zakresie sektora biometanu:

Rozwój sektora biometanu wiąże się z koniecznością wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpływając na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu paliwa gazowego.

Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w zał. nr 2 do OSR *Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki.*

rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe

osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze

Zmiany w zakresie mechanizmu partycypacji społeczności lokalnych w mechanizmie udostępnienia co najmniej 10% mocy elektrowni wiatrowej zainteresowanym mieszkańcom korzystających z wytwarzanej energii w formule prosumenta wirtualnego zapewnią większą transparentność oraz większa popularność korzystania z proponowanego mechanizmu wsparcia społeczności lokalnych i kooperatyw energetycznych.

Wpływ zmian w systemie wsparcia operacyjnego i modernizacyjnego OZE

W zakresie zmiany w zasadach rozliczenia instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE, który finansowany jest m.in. z opłaty OZE, zakłada się wzrost opłaty OZE o niecałe 0,06 zł/MWh, co daje 0,11 zł rocznie na gospodarstwo domowe przy założeniu średniego zużycia energii w gospodarstwie domowym na poziomie 2 MWh rocznie. Szczegółowe założenia do wyliczeń znajdują się w kolejnej sekcji.

Niemierzalne

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń

W zakresie sektora biometanu:

Szczegółowe informacje na temat rozwoju sektora biometanu, w tym:

- zakładanej dynamiki rozwoju sektora biometanu w latach 2024-2035,
- potencjalnego wpływu na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, w związku z wykorzystaniem opłaty OZE do finansowania systemu aukcyjnego,
- wpływu na ceny paliw ciekłych, wynikające z szacunkowego wykorzystania biometanu w sektorze transportu,

znajdują się w załączniku nr 1 do projektu OSR *Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu.*

Nakłady na rozwój sektora biometanu – dotyczy przede wszystkim średnich i dużych przedsiębiorstw.

Rozwój sektora biometanu jest uzależniony od możliwości w zakresie pozyskania odpowiedniego kapitału ze strony prywatnych inwestorów, zainteresowanych budową instalacji do wytwarzania biometanu. System aukcyjny gwarantując poziom cen biometanu w dłuższej perspektywie czasu stanowi kluczowy element zapewnienia odpowiedniego zwrotu z zainwestowanego kapitału, tzw. bankowalność projektu.

Koszty CAPEX instalacji można podzielić na kilka kluczowych pozycji, do których należą: (1) jednostka służąca do wytwarzania biogazu – bez modułu kogeneracyjnego, ale łącznie z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą (silosy, infrastruktura, uzbrojenie terenu), (2) moduł uzdatniania biogazu do parametrów gazu ziemnego oraz (3) koszt budowy przyłącza gazowego.

Średnie koszty tego rodzaju instalacji wynoszą ok. 33-40 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln m³ biometanu rocznie oraz są odpowiednio wyższe w przypadku większych instalacji. W celu realizacji ok. 50 instalacji biometanu o średniej mocy 2,8 MW, zgodnie z założeniami projektu wskazanymi w załączniku do OSR, konieczne będzie zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25–10 mld zł.

Koszty OPEX instalacji są uzależnione od wielu czynników, jednak można je zagregować do kilku kluczowych elementów, do których należą: (1) koszty związane z pozyskaniem substratu, (2) koszty obsługi instalacji (bez modułu uzdatniania biogazu), do których należą koszty wynagrodzeń pracowników, koszt utrzymania urządzeń technologicznych, koszty wywozu pofermentu, koszty laboratoryjne czy też podatek od nieruchomości oraz (3) koszty utrzymania stacji uzdatniania biometanu. Największy udział w średniorocznych kosztach operacyjnych instalacji do wytwarzania biometanu mają koszty pozyskania substratu oraz koszty oczyszczania biogazu.

Średnioroczne koszty OPEX są bardzo zróżnicowane i zależą przede wszystkim od modelu pozyskania surowca jak również technologii oczyszczania biogazu. Przyjmuje się, że dla instalacji o wydajności 2,2 mln m³ biometanu rocznie mogą wynosić od 3,0 do 5,5 mln zł.

Założenia kosztów zmian proponowanych we wsparciu operacyjnym OZE oraz dla zmodernizowanych instalacji OZE:

W zakresie kosztów zmian planowanych w:

- obszarze wsparcia operacyjnego, który będzie umożliwiał pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego (wynoszącego nie więcej niż 17 lat) okresu wsparcia, polegających na zwiększeniu współczynnika korekcyjnego w systemie FIP z 90% do 100%,
- w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, polegających na zastosowaniu współczynnika korekcji wsparcia na poziomie 115% oraz
- złagodzenia warunków wsparcia dla zmodernizowanych hydroelektrowni

należy przede wszystkim stwierdzić, że wejście w życie przepisów dotyczących obu systemów jest zależne od oceny oraz pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej w zakresie zgodności przepisów krajowych z unijnymi zasadami udzielania pomocy publicznej. Dodatkowo system wsparcia operacyjnego dla zamortyzowanych instalacji OZE jest objęty *vacatio legis* do dnia 1 lipca 2025 r.

Dla wyliczenia kosztu zmian przyjęto wejście do obu systemów wsparcia instalacji OZE, które korzystały lub korzystają przede wszystkim z systemu świadectw pochodzenia i zakończą podstawowy okres wsparcia do końca 2030 r., wchodząc następnie do systemu operacyjnego (kontynuacyjnego) na maksymalnie 10 lat, z możliwością korzystania ze wsparcia do dnia 31 grudnia 2034 r. albo do systemu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE na 15 lat najpóźniej od dnia 31 grudnia 2027 r.

Oba powyższe systemy wsparcia są skierowane do instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 1,24 GW.

Do wyliczenia wpływu zmian w obu systemach przyjęto dodatkowe założenia takie jak:

- cena hurtowa energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (średnia cena kontraktów na 2025 r. – TGE_BASE-25 w kwietniu 2024 r. – 466,97 zł/MWh);
- aktualne ceny referencyjne dla przedmiotowych technologii (biomasa, biogaz rolniczy, hydroenergetyka);

	<ul style="list-style-type: none"> • udział 50% uprawnionych wytwórców w systemie wsparcia operacyjnego (kontynuacyjnego) oraz 50% wytwórców w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych; • średnie nakłady modernizacyjne na poziomie 55% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE. <p>Po zastosowaniu zmian proponowanych w projekcie w zakresie wsparcia operacyjnego koszty systemu wyniosą 154,8 mln zł, co w perspektywie 2034 r. oznacza 15,5 mln zł rocznie. Zastosowanie proponowanego rozwiązania dla zmodernizowanych instalacji OZE przełoży się na koszt systemu wsparcia w wysokości 230,7 mln zł w perspektywie 15 lat po wejściu ostatnich instalacji OZE do systemu w 2027 r. W perspektywie objętej niniejszą oceną skutków regulacji zakładany koszt systemu wsparcia wynosi 7,9 mln zł, co przekłada się na średnioroczne obciążenie w wysokości 0,79 mln zł.</p> <p>Dla odbiorcy końcowego oznacza to koszt 0,054 zł/MWh w przypadku systemu wsparcia operacyjnego oraz 0,003 zł/MWh w przypadku wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. Łączny koszt to ok. 0,06 zł/MWh w okresie objętym niniejszą oceną skutków regulacji.</p> <p>Co niezwykle istotne, dla porównania w przypadku uruchomienia w to miejsce nowych instalacji OZE ze wsparciem wynikającym z aktualnie obowiązujących cen referencyjnych (przy uwzględnieniu przepisów właściwych dla przysługujących systemów wsparcia) koszt wybudowania i utrzymania w systemie instalacji OZE wyniósłby 43,3 mld zł. Utrzymanie w systemie wszystkich jednostek wytwórczych, dzięki wprowadzonym systemom wsparcia, daje potencjalną oszczędność w wysokości nawet prawie 43 mld zł.</p>
--	---

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak
 nie
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów
 zmniejszenie liczby procedur
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy
 inne:

zwiększenie liczby dokumentów
 zwiększenie liczby procedur
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy
 inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.

tak
 nie
 nie dotyczy

Uregulowanie możliwości zlokalizowania LEW na podstawie Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego w sposób istotny wpłynie na skrócenie etapu planistycznego. Z kolei ujednoczenie procesu planistycznego LEW zawartego obecnie w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z ogólnymi zasadami znajdującymi się w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym doprowadzi do skrócenia i ułatwienia etapu planistycznego w przypadku zastosowania podstawowej procedury sporządzania planu miejscowego.

9. Wpływ na rynek pracy

W zakresie zmian w LEW, zgodnie z raportem IRENA stosunek pracy w łańcuchu dostaw w LEW stanowi 5,24 miejsca pracy na 1 MW. Zakładając, że projekt nowelizacji w związku ze zmianą minimalnej odległości, przyczyni się do realizacji 6 GW nowych mocy w LEW, da to tym samym zatrudnienie ok. 31 400 pracowników.

Jak wynika z doświadczeń państw członkowskich każda instalacja do wytwarzania biometanu generuje dodatkowe 3-4 miejsca pracy. Ponadto do budowy niezbędnej infrastruktury potrzebne są surowce, prefabrykаты i zasoby ludzkie. Szczegółowe informacje w tym zakresie zawarte zostały w zał. nr 2 do OSR pt. „Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki”, pkt 8. Dodatkowe miejsca pracy (*green jobs*).

W odniesieniu do pozostałych zmian projekt ustawy nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy lub wzrost zatrudnienia wynikający z rozwoju odnawianych źródeł energii.

10. Wpływ na pozostałe obszary

środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe

demografia
 mienie państwowe
 inne: odnawialne źródła energii

informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu	<p>LEW może stać się także skutecznym narzędziem do obniżenia emisyjności polskiego sektora energetycznego. LEW może w dużym stopniu uczestniczyć w ewolucyjnym zastępowaniu wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne, w szczególności węgiel.</p> <p>Infrastruktura do wytwarzania biometanu przyczynia się do propagowania gospodarki o obiegu zamkniętym a także do obniżenia emisyjności i zwiększenia zazieleniania polskiego sektora energetycznego. Ponadto biometan jako jedyny zamiennik gazu ziemnego może realnie, w czasie rzeczywistym, umożliwiać bilansowanie sieci elektroenergetycznych. Tak jak wskazano w pkt 7 OSR rozwój inwestycji w LEW może doprowadzić do powstania impulsu dla rozwoju na poziomie krajowym i regionalnym dostawców i poddostawców usług i komponentów (tzw. <i>local content</i>) w cyklu życia instalacji – zarówno na etapie realizacji inwestycji, jak i jej eksploatacji.</p> <p>Z kolei w pkt 9 OSR wskazano wpływ rozwoju branży na zatrudnienie zarówno na etapie przygotowania i realizacji LEW, jak również na etapie jej eksploatacji. Trzeba pamiętać, że efekty wzrostu zatrudnienia będą miały także pozytywny wpływ na rozwój regionalny.</p>
------------------	---

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego *vacatio legis*.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Biorąc pod uwagę, że wspólnym celem projektowanych zmian jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto oraz szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i zobowiązaniami międzynarodowymi, kryterium ewaluacji będzie wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii wykazywany w KPEIK.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Załącznik nr 1. Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu.

Załącznik nr 2. Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji dla biometanu w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki.

Załącznik nr 3. Monografia „Elektrownia wiatrowa w życiu człowieka”, Polska Akademia Nauk.