

Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Paulina Hennig-Kłoska – Minister Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Michał Łęski – Zastępca Dyrektora, Departament Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: michal.leski@klimat.gov.pl; Janusz Pilitowski – Zastępca Dyrektora, Departament Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: janusz.pilitowski@klimat.gov.pl Paweł Wysocki – Naczelnik, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: pawel.wysocki@klimat.gov.pl; Jolanta Pieńkowska – Naczelnik, Wydział Biomasy, Biogazu i Biometanu, e-mail: jolanta.pienkowska@klimat.gov.pl; Aleksander Słowik – Główny Specjalista, Wydział Biomasy, Biogazu i Biometanu, e-mail: aleksander.slowik@klimat.gov.pl; Łukasz Zdieszzyński – Główny Specjalista, Wydziału Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: lukasz.zdzieszynski@klimat.gov.pl.	Data sporządzenia 28.11.2025 r. Źródło: Inicjatywa własna Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UD332
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii 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. Obszar biometanu, biogazu i biomasy

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 w postaci dopłat do ceny rynkowej (*feed-in-premium*, FIP) dla instalacji odnawialnych źródeł energii (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 służą umożliwieniu realizacji celów w zakresie zapewnienia odpowiedniej podaży biometanu, która wynika m.in. z Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego RepowerEU oraz celów w zakresie wykorzystania biometanu określonych w Krajowym Planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 r., zwanym dalej „KPEiK”.

Nieadekwatne zasady funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu

Jak wynika z opinii przedstawicieli branży biogazowej, działających na rzecz rozwoju rynku biogazu, biogazu rolniczego 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 oraz biometanu, wymagają zmiany, ponieważ regulacje dotyczące rynku gazowego nie uwzględniają specyfiki funkcjonowania sektora biogazu oraz aspektów związanych z jego transportem. W związku z powyższym, należy wprowadzić ułatwienia dla jego wykorzystania w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła, chłodu i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia przez transport biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu od jego wytwórcy do instalacji oczyszczania biogazu do postaci biometanu lub do pojedynczego odbiorcy przemysłowego gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

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 „ustawą 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, z późn. zm.), 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 przez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego”.

Brak możliwości lokalizowania wszystkich biogazowni rolniczych powyżej 1 MW na podstawie uchwały rady gminy

Art. 18-22 ustawy z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz. U. z 2023 r. poz. 1597 i z 2025 r. poz. 527) obejmuje wyłącznie instalacje biogazowe, które spełniają warunki określone w art. 4 ust. 1 tej ustawy.

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 obarczone obowiązkiem dostarczenia min. 85% zadeklarowanego wolumenu, a 12 obecnie nie ma już możliwości migracji albo realizacji obowiązku pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej i jej sprzedaży w systemie aukcyjnym, co oznacza utratę wpłaconego zabezpieczenia (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 przełożyło się na brak zainteresowania wytwórców energii elektrycznej z ww. instalacji OZE udziałem w aukcjach.

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.

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

System wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia został wprowadzony do ustawy 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.). Z uwagi na powyższe Prezes URE nie wydał żadnego świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, tzw. „brązowego certyfikatu”, tym samym takie świadectwa nie funkcjonowały w obiegu.

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, uchylenie właściwych przepisów w ustawie o OZE i jednocześnie pozostawienie przepisów właściwych dla omawianego obszaru w innych ustawach jest zbędne.

II. Czas realizacji projektów wiatrakowych

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” liberalizująca proces inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe, dalej: „LEW”, jednakże nie zlikwidowała ona całkowicie barier wpływających na wydłużenie czasu realizacji inwestycji w LEW.

Obecny proces inwestycyjny w LEW może trwać nawet ok. 7 lat, co oznacza, że pierwsze nowe projekty wiatrakowe, które powstają w oparciu o nowelizację ustawy o inwestycjach mają szansę zacząć funkcjonować najwcześniej po 2030 r.

W tym kontekście warto zwrócić uwagę na regulacje unijne zawarte w dyrektywie 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (dalej: „dyrektywa 2023/2413”) dokonującej zmiany dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82) (dalej: „dyrektywa 2018/2001”). W art. 16b ust. 1 dyrektywy 2018/2001 wskazuje się, iż Państwa członkowskie zapewniają, by procedura wydawania zezwoleń, w przypadku projektów dotyczących energii odnawialnej znajdujących się poza obszarami przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych nie trwała dłużej niż dwa lata.

Biorąc pod uwagę powyższe, konieczne jest podjęcie działań legislacyjnych prowadzących do skrócenia i usprawnienia całego procesu inwestycyjnego. Zmiany przewidziane w niniejszym projekcie stanowią podstawę dalszych reform, które w przyszłości umożliwią pełną implementację komponentu dotyczącego procedur administracyjnych (tzw. permittingu) wynikającego z dyrektywy 2023/2413.

Należy przy tym podkreślić, że za usprawnieniem zasad realizacji 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 uniezależniania 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, z późn. zm.), dalej: „ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu” doprowadziły do sytuacji, w której sam etap planistyczny dla LEW (w przypadku braku równoległego procedowania planów miejscowych przez gminę, w której lokalizowane są LEW oraz gminę pobliską) trwa nieproporcjonalnie długo względem pozostałych etapów inwestycyjnych. Taka długość tego etapu jest nieuzasadniona, a przepisy w tym zakresie wymagają skorelowania z przepisami ogólnymi dotyczącymi partycypacji społecznej zawartymi w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu.

Sposób wyznaczania minimalnych odległości LEW od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć

Zwraca się również uwagę na restrykcyjne zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych oraz sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć. Najnowsze elektrownie wiatrowe posiadają zaawansowane mechanizmy sterowania niwelujące ryzyko występowania znacznych zakłóceń w sieci. Przez zastosowanie najnowszych technologii niwelowane jest również występowanie czynników mechanicznych negatywnych z punktu widzenia sieci. Brak elastycznego podejścia w tym obszarze jest niekorzystne zarówno dla obszarów, na których jest możliwe lokalizowanie elektrowni wiatrowych, jak i inwestycji w sieci.

Mechanizm gratyfikacji społeczności lokalnych mieszkających przy LEW

Przepisy już obecnie zakładają nałożenie na inwestora planującego budowę elektrowni wiatrowej obowiązek wydzielenia co najmniej 10% mocy zainstalowanej projektowanego przedsięwzięcia i umożliwienie mieszkańcom udział w wytwarzanej energii elektrycznej w formule prosumenta wirtualnego. Jednak przepisy wprowadzone w nowelizacji ustawy o inwestycjach wymagają niezbędnego doprecyzowania. Wprowadzony mechanizm powinien być możliwie jak najbardziej transparentny i przygotowany w taki sposób, aby miał szansę poprawnie za funkcjonować jako atrakcyjne wsparcie dla społeczności lokalnych i obywateli, którzy zechcą skorzystać z zielonej energii i włączyć się w transformację energetyczną kraju.

III. Pozostałe adresowane obszary

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 przez 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.

Zwiększenie spójności i transparentności prezentowania informacji 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 obowiązani udostępniać prosumentom, prosumentom zbiorowym oraz prosumentom wirtualnym szczegółowe informacje pomiarowe dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej przez mikroinstalacje i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz energii elektrycznej pobranej z tej sieci. Jednakże istnieją znaczące różnice w zakresie prezentowanych informacji na fakturach prosumenckich przez różne spółki obrotu. Niektóre z tych spółek nie udostępniają informacji o kwocie rozliczonego depozytu dla poszczególnych miesięcy ani o wartości energii elektrycznej pobranej z i wprowadzonej w danym okresie do sieci elektroenergetycznej. Zidentyfikowano również brak spójności w praktykach prezentacji szczegółowych informacji 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 S.A. (PSE).

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

W obecnym stanie prawnym brakuje jasnych regulacji dotyczących rozliczenia depozytu prosumenckiego w przypadku zmiany sprzedawcy energii przez prosumenta. Brakuje również 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 za energię elektryczną. Ponadto, nieuregulowane kwestie zwrotu nadpłaty mogą prowadzić do nieporozumień i potencjalnych sporów, co nie sprzyja budowaniu zaufania między prosumentami a sprzedawcami energii.

Wątpliwości w zakresie przepisów dotyczących funkcjonowania spółdzielni energetycznej

Należy doprecyzować przepisy odnoszące się do funkcjonowania spółdzielni energetycznych. Doprecyzowania wymaga także tryb postępowania spółdzielni oraz spółdzielni energetycznych w odniesieniu do zawieranych umów ze sprzedawcą oraz rejestracji w wykazie Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), a w przyszłości również w wykazie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Dodatkowo proces przekazywania sprawozdań rocznych Dyrektorowi Generalnemu KOWR wymaga uproszczenia.

Niezbędne jest ustalenie jednoznacznych zasad postępowania, dających pewność prawną dla zamawiających publicznych, w szczególności jednostek samorządu terytorialnego, realizujących swoje zadania w zakresie zaspokajania zbiorowych potrzeb wspólnoty w obszarze zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz, będących członkami spółdzielni energetycznej.

Definicja instalacji OZE 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. Zdecydowano się

na ich ujęcie odnosząc się w definicji ogólnie do energii (w tym ciepła i chłodu), tj. przez skreślenie wyrazu „elektrycznej” po wyrazie „energii” w tej 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 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.

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 byłoby 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 jest określany dla 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 (FIP).

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 niewystarczające 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 niższy niż wsparcie pierwotne.

Zbyt restrykcyjne warunki wsparcia w systemie wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE

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 instalacji 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. znacząco zmodyfikowano system wsparcia dla instalacji zmodernizowanych dla optymalnego kosztowo i proceduralnie utrzymania istniejących instalacji OZE w KSE Ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu o nowe instalacje OZE wiązałoby się z większymi kosztami lub zwiększonym wykorzystaniem mocy w elektrowniach opartych o spalanie paliw kopalnych.

Jednakże, ze względu na sytuację kryzysową na rynkach energetycznych wywołaną inwazją Rosji na Ukrainę oraz rewizję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.) i zwiększone ambicje w zakresie udziału OZE, zaistniała potrzeba dokonania korekty opłacalności systemu wspierania modernizacji oraz załagodzenia restrykcyjnych wymogów związanych z deklarowanym udziałem poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE oraz potwierdzeniem tych udziałów opinią jednostki akredytowanej.

Brak możliwości budowy albo montażu nowej instalacji OZE w miejsce instalacji zdemontowanej/rozebranej

Zgodnie z aktualnym stanem prawnym budowa albo montaż nowej instalacji OZE może być traktowane przez regulatora jako modernizacja istniejącej instalacji OZE. Jednocześnie, przy braku notyfikacji systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, stanowi to barierę dla odtworzenia wielu małych instalacji OZE, które zostały zamortyzowane i wymagają pełnej wymiany. Jest to szczególnie trudna sytuacja dla mikro- i małych hydroelektrowni, które przy

pozbawieniu wsparcia nie są w stanie wykonać robót prowadzących *de facto* do wybudowania albo montażu nowej instalacji OZE w miejscu instalacji uprzednio istniejącej. Powoduje to sytuację, w której instalacje są trwale wyłączane z użytku i nie wytwarzają energii elektrycznej, mimo sprzyjającej infrastruktury hydrotechnicznej (istniejący stopień wodny).

Brak możliwości zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej w okresach cen ujemnych na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego OZE

W 2024 r. odnotowano łącznie 186 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 elektryczna wytworzona 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, którym 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. Wspomniany artykuł nie odwołuje się jednak do ilości energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji.

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 2025 r. w aukcjach dla instalacji PV i lądowej energii wiatrowej zakontraktowano jedynie 37,5% oferowanej energii elektrycznej).

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. istnieje obowiązek wydawania gwarancji pochodzenia na wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE wytwarzającej:

- 1) energię elektryczną;
- 2) biometan;
- 3) ciepło albo chłód;
- 4) wodór odnawialny;
- 5) biogaz;
- 6) biogaz rolniczy.

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

W przypadku biometanu wprowadzono obowiązek dla operatora systemu przesyłowego gazowego do weryfikacji danych, które wykraczają poza jego możliwości. W oczywisty sposób doprowadziło to do powstania problemu poprawności weryfikacji tych danych w przygotowanym systemie gwarancji pochodzenia.

Kolejną kwestią wymagającą zmian legislacyjnych są wątpliwości interpretacyjne, które są wyrażane zarówno przez organy administracji publicznej, operatorów sieci gazowych, jak i przedstawicieli branży biometanowej, dotyczące możliwości dodawania do biometanu np. propanu w celu zwiększenia ciepła spalania w kontekście możliwości uzyskania dla takiego biometanu gwarancji pochodzenia. Wątpliwości te mogą negatywnie wpłynąć na rozwój rynku biometanu z obawy przed brakiem możliwości uzyskania gwarancji pochodzenia dla biometanu, który przed zatłoczeniem do sieci gazowej został wzbogacony innym paliwem gazowym, np. propanem.

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.

Ponadto należy wyjaśnić, że przepisy ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2024 r. poz. 1571, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą PSWN”, nie przewidują prowadzenia kształcenia na studiach w ramach tzw. specjalności. Studia są prowadzone na określonym kierunku, poziomie i profilu na podstawie programu studiów (art. 67 ust. 1 ustawy PSWN). Uczelnia przyporządkowuje kierunek do co najmniej jednej dyscypliny, a w przypadku przyporządkowania kierunku studiów do więcej niż jednej dyscypliny, wskazuje się dyscyplinę wiodącą, w ramach której będzie uzyskiwana ponad połowa efektów uczenia się (art. 53 ust. 1 i 2 ustawy PSWN). Dla każdego kierunku studiów istnieje zdefiniowany, odrębny, zamknięty program studiów, obejmujący opis zakładanych efektów uczenia się – opisanych w kategorii wiedzy, umiejętności i kompetencji społecznych oraz opis procesu kształcenia, prowadzącego do osiągnięcia tych efektów. Zatem studia są prowadzone w określonym zakresie wynikającym z programu studiów przyjętego dla danego kierunku. Absolwent studiów otrzymuje dyplom ukończenia studiów na określonym kierunku i profilu potwierdzający wykształcenie wyższe oraz tytuł zawodowy odpowiedni do poziomu studiów, wraz z suplementem do dyplomu (art. 77 ust. 1 i 2 ustawy PSWN). W suplementie do dyplomu uczelnie zamieszczają informacje na temat przebiegu studiów, w tym informacje o zakresie, w jakim było prowadzone kształcenie na danym kierunku studiów.

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

I. System wsparcia dla biometanu

Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW

Rozwiązania w zakresie wsparcia aukcyjnego dla instalacji wytwarzających biometan o mocy powyżej 1 MW, obliczonej z przeliczenia mocy zainstalowanej instalacji na moc zainstalowaną elektryczną instalacji, stanowią rozszerzenie dotychczasowej oferty w zakresie programów pomocowych ukierunkowanych na wytwarzanie odnawialnych 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 o średniej mocy zainstalowanej 2,8 MW (po przeliczeniu 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 dwóch przedziałach mocowych;
- 4) wsparcie będzie przysługiwało w maksymalnie 20-letnim okresie (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;
- 6) wsparcie będzie przysługiwało tylko dla biometanu wytworzonego z biogazu lub biogazu rolniczego spełniającego kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) oraz kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (GHG).

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

Określenie zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu

Aktualnie uzyskania zgody Prezesa URE, udzielanej w drodze decyzji, wymaga m.in. budowa gazociągu bezpośredniego. Zgoda jest udzielana przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2025 r. poz. 418, z późn. zm.).

W celu poszerzenia wachlarza możliwości wykorzystania biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu w innych miejscach niż miejsce ich wytworzenia proponuje się wprowadzenie ułatwienia dla gazociągu bezpośredniego, za pomocą którego będzie dostarczany biogaz, biogaz rolniczy lub biometan. Ułatwienie polega na tym, że do udzielania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu nie stosuje się przesłanek wymienionych w art. 7a ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu

bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu będzie musiał jedynie, w terminie 30 dni od rozpoczęcia dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, poinformować o tym fakcie Prezesa URE. Z kolei w przypadku zaprzestania eksploatacji lub likwidacji tego gazociągu, podmiot będzie zobowiązany do poinformowania o tym Prezesa URE w terminie 14 dni.

Proponowane przepisy umożliwiają rozwój kolejnego wariantu transportu biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu od wytwórcy bezpośrednio do odbiorcy końcowego. Uzupełnienie regulacji dotyczących transportu paliw gazowych w przepisach prawa krajowego o biogaz, biogaz rolniczy i biometan, zharmonizuje i ułatwi zasady prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze biogazu/biometanu w tym zakresie. Ponadto, zapewni bezpieczeństwo transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego oraz biometanu, 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 lub biometan, między biogazownią/biometanownią a instalacją odbiorcy końcowego, ułatwiając w ten sposób rozwój lokalnego rynku biogazu i biometanu.

Oszacowanie potencjału nowych mocy powstałych w wyniku zaproponowanych zmian jest trudne, dlatego że rozwiązanie to będzie stanowić 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 lub biometanu. Dlatego też szacuje się, że rozwiązanie to spowoduje powstanie maksymalnie kilkunastu nowych instalacji biogazu lub biometanu o łącznej szacunkowej mocy kilkudziesięciu MW.

Doprecyzowania w obszarze rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej

W związku z wątpliwościami dotyczącymi określenia przez operatora systemu gazowego ilości biometanu, zdecydowano się na modyfikację art. 92 ust. 11¹ oraz ust. 11a ustawy o OZE oraz dodanie w tym artykule nowych ust. 11²-11⁴. Zmiana polega na wskazaniu, że dane potwierdzane przez operatora systemu gazowego to dane określające ilość biometanu, a określane one będą na podstawie wskazań odpowiednich liczników. W przypadku gdy biometan zostanie wzbogacony innym gazem przed jego zatłoczeniem do sieci gazowej operator systemu gazowego określi ilość biometanu na podstawie różnicy pomiędzy ilością paliw gazowych wprowadzonych do sieci a ilością innych gazów dodanych do biometanu.

Ze względu na pojawiające się problemy z interpretacją przepisów art. 93 ustawy o OZE, należy dokonać również zmian, m.in. z uwagi na potrzebę poprawy funkcjonowania bilansowania gazu w polskim systemie przesyłowym w okresach godzinowych, a także na związany z tym brak określania cen gazu w tych okresach na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE. Należy usunąć wątpliwości interpretacyjne, które są powodowane 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”, jest konieczne dokonanie zmiany brzmienia art. 93 ust. 3 ustawy o OZE – 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, przez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego”.

Umożliwienie lokalizowania wszystkich biogazowni rolniczych o mocy powyżej 1 MW na podstawie uchwały rady gminy

Przepisami art. 18–22 ustawy o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu objęto również inne instalacje biogazowe, tj. takie, które nie spełniają warunków określonych w art. 4 ust. 1 tej ustawy.

Liberalizacja systemu aukcyjnego dla źródeł paliwowych

Jak wynika z analiz, podstawowym czynnikiem zniechęcającym wytwórców w paliwowych 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 nowych mocy w biogazie lub biomasie.

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, jest niezbędne 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 2025 r. poz. 865). Sposób wykorzystania danych wytwórcy zapewnia, że nie będą one upubliczniane.

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 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2024 r. poz. 639, z późn. zm.);
- 2) ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1320, z późn. zm.);
- 3) ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz. U. z 2025 r. poz. 163, z późn. zm.).

II. Usprawnienie procesów inwestycyjnych w LEW

Proponowane główne zmiany w zakresie procedur inwestycyjnych w LEW:

- uregulowanie możliwości zlokalizowania elektrowni wiatrowej na podstawie szczególnej formy miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP), jakim jest zintegrowany plan inwestycyjny (ZPI);
- ujednolicenie zasad konsultacji w procesie planistycznym dedykowanym inwestycjom wiatrakowym z ogólnymi zasadami konsultacyjnymi znajdującymi się w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym;
- rozszerzenie mechanizmu gratyfikacji społeczności lokalnych oraz jego doprecyzowanie;
- wprowadzenie możliwości jednoczesnego prowadzenia procedury środowiskowej i planistycznej.

Uregulowanie i ujednolicenie procesu planistycznego dla LEW

Ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1688) wprowadziła do systemu prawnego nowe rozwiązania, m.in. szczególną formę planu miejscowego, jaką jest ZPI. Dlatego też niniejszy projekt ustawy, dostosowując istniejące w prawie mechanizmy, reguluje lokalizowanie elektrowni wiatrowych przy wykorzystaniu trybu ZPI. Warto w tym zakresie wskazać, że usprawnienie procedur na etapie planistycznym wynikające z zastosowania trybu ZPI uwzględnia potrzeby zwiększonej partycypacji społecznej związanej z lokalizowaniem elektrowni wiatrowych. Jest to konsekwencja stanowiska projektodawcy, iż przypadku lokalizowania elektrowni wiatrowych, należy jak najwcześniej zapewnić udział jak największej liczbie zainteresowanych obywateli, którzy powinni mieć możliwość wypowiedzenia się. Stąd też, w przypadku LEW, zdecydowano się wprowadzić dodatkowe obowiązkowe konsultacje na jak najwcześniejszym etapie stosowania trybu ZPI w gminie lokalizującej taką LEW. W każdej formule lokalizacji inwestycji wiatrowej, mieszkańcy muszą mieć zapewniony pełny dostęp do informacji na temat realizowanej inwestycji oraz wypowiedzenia się co do udzielenia aprobaty do jej realizacji.

Dodatkowo ujednolicono wymogi dla planów miejscowych umożliwiających lokalizację LEW w stosunku do podstawowej procedury planistycznej wynikającej z ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu z uwzględnieniem jednak

wprowadzenia dedykowanych wymogów, jak np. obowiązek przeprowadzenia dodatkowych konsultacji ze społecznościami lokalnymi.

Rozszerzenie mechanizmu gratyfikacji społeczności lokalnych oraz jego doprecyzowanie

Zmiany mają na celu poprawę i doprecyzowanie funkcjonowania systemu gratyfikacji. Jest to efekt pojawiających się głosów ze strony branży, zwracających uwagę na szereg niedoprecyzowań oraz „luk” w tym systemie. Efektem tego jest obawa, że inwestor działający w dobrej wierze, chcący wywiązać w sposób pełny z tych obowiązków ustawowych, nadal nie ma pewności jak powinien przeprowadzić ten proces. Dodatkowo rozszerza się możliwość funkcjonowania w tym systemie na gminy pobliskie oraz ich mieszkańców.

III. Pozostałe zmiany

Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii

W celu stabilnego rozwoju energetyki prosumenckiej proponuje się wprowadzenie modyfikacji w art. 7 ust. 8d¹² ustawy Prawo energetyczne, która zakłada, że przy przyłączaniu 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.

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 r. wyniesie około 3,7 GW. Przy założeniu, że magazyn energii zamontowałiby 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.

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

W celu ujednolicenia sposobu prezentacji informacji, proponuje się zmianę w art. 4 ust. 6 ustawy o OZE, która precyzowałaby, że spółki obrotu są zobowiązane do uwzględnienia na fakturach prosumenckich pełnego zestawu szczegółowych informacji, obejmujących między innymi informacje o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do 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 szczegółowych informacji na fakturach 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 następującego po miesiącu, w którym doszło do zmiany sprzedawcy. 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.

Doprecyzowanie przepisów w zakresie działalności spółdzielni energetycznej

Doprecyzowany został przepis dotyczący udostępniania przez OSD danych pomiarowych na wniosek spółdzielni, a nie jak obecnie spółdzielni energetycznej. Zgodnie z treścią obowiązującego przepisu, wniosek o udostępnienie danych składa spółdzielnia, która dopiero zamierza rozpocząć działalność jako spółdzielnia energetyczna. Doprecyzowano także tryb i kolejność postępowania spółdzielni oraz spółdzielni energetycznych w odniesieniu do zawieranych umów ze sprzedawcą oraz rejestracji w wykazie KOWR.

Doprecyzowano, które przepisy stosuje się do procesów zakładania, rejestracji, przystępowania członków, włączania punktów poboru energii do spółdzielni energetycznej, a także do późniejszego zarządzania energią elektryczną, jak również

biogazem, biogazem rolniczym, biometanem i ciepłem, przez ich bilansowanie, rozliczanie, zakup i dostarczanie, między sprzedawcą, spółdzielnią energetyczną i poszczególnymi członkami.

Opracowany został przepis zmniejszający obciążenia administracyjne dla spółdzielni energetycznych w zakresie przekazywania sprawozdań rocznych do KOWR. Jest to konsekwencja wejścia w życie art. 38ma ustawy o OZE, który przewiduje bezpośredni dostęp KOWR do danych operatora informacji rynku energii.

Opracowano regulacje odnoszące się do zamawiających publicznych, dające pewność prawną dla tych podmiotów, w szczególności jednostek samorządu terytorialnego realizujących swoje zadania w obszarze zaspokajania zbiorowych potrzeb wspólnoty w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz, wyłączając realizację tych zadań spod režimu ustawy – Prawo zamówień publicznych w ramach współpracy w spółdzielni energetycznej, której są członkami.

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.

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 ceny zakupu w wysokości 100% referencyjnej ceny operacyjnej.

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 przez 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.

Złagodzenie wymagań dotyczących deklaracji i potwierdzenia nakładów modernizacyjnych

Dotychczasowa norma dotycząca udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE wskazanych w deklaracji złożonej do Prezesa URE przed rozpoczęciem modernizacji oraz potwierdzenia tych udziałów opinią jednostki akredytowanej miała wyraźną sankcję wskazującą, że w przypadku wystąpienia różnicy między dwoma dokumentami, wsparcie nie przysługuje. Była to zdecydowanie za surowa sankcja, szczególnie w sytuacji niepewności rynkowej i ewentualnej trudności w określeniu przewidywanych nakładów.

Zdecydowano się więc na zmianę art. 70b ust. 11c ustawy o OZE i wskazanie, że wsparcie nie przysługuje jedynie wtedy, gdy potwierdzony przez jednostkę akredytowaną udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE jest niższy niż wskazany w oświadczeniu udział i jego uwzględnienie powodowałoby zmianę okresu wsparcia dla tej instalacji. W przypadku gdy ten udział jest wyższy wsparcie przysługuje na warunkach, jakie wynikałyby z udziału nakładów wskazanych w oświadczeniu, o ile nie powoduje to wydłużenia okresu wsparcia z 5/6/7 lat do 15 lat.

Budowa albo montaż nowej instalacji OZE w miejsce instalacji zdemontowanej

Dla umożliwienia sprawnego i optymalnego kosztowo uruchomienia nowej instalacji OZE w miejsce instalacji uprzednio istniejącej zaproponowano przepisy doprecyzowujące możliwość wejścia do systemów FIT/FIP dla takich instalacji OZE. Zakłada się, że takie rozwiązanie pozwoli na przywrócenie w systemie licznych małych elektrowni wodnych, które nie mogłyby, ze względów ekonomicznych, skorzystać z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz nowego systemu wsparcia operacyjnego (kontynuacyjnego).

W związku z powyższym, wprowadzono zmiany w art. 70b ustawy o OZE precyzujące obowiązki wytwórcy energii elektrycznej w takiej instalacji OZE w zakresie koniecznych do przedstawienia Prezesowi URE dokumentów i oświadczeń zarówno po demontażu istniejącej uprzednio instalacji OZE, jak i w zakresie budowy albo montażu nowej instalacji OZE w tym samym miejscu.

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, przez odpowiednie rozszerzenie przepisów.

Wprowadza się również regulację dotyczącą udostępnienia przez Zarządcę Rozliczeń 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.

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 jest udzielane 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, jest wymierzana 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 tyczy się wyłącznie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej energię elektryczną w procesie wysokosprawnej kogeneracji oraz wprowadzającej tą 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 zapewnienia 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.

Koszt profilu dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE

Projektodawca planuje wprowadzić rozwiązanie epizodyczne, obowiązujące do końca 2027 r. mające na celu zaadresowanie kwestii kosztu profilu instalacji przy rozliczaniu sprzedaży aukcyjnej, przez odpowiednie sparametryzowanie rozliczania wytwórców – pod warunkiem zapewnienia stabilizacji produkcji po stronie wytwórcy przez 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.

Zmiana dotycząca weryfikacji danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia

Ze względu na fakt, że ustawa obecnie nakazuje 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, przez zawężenie zakresu weryfikacji prowadzonej przez powyższego operatora.

Jednocześnie dokonano zmiany brzmienia w art. 121 ust. 7 pkt 1 ustawy o OZE. Zmiana tego przepisu ma na celu usunięcie zgłaszanych do Ministerstwa Klimatu i Środowiska wątpliwości interpretacyjnych, że gwarancja pochodzenia nie będzie wydawana dla biometanu, który w celu umożliwienia zatłoczenia do sieci gazowej został wzbogacony innym paliwem gazowym np. propanem (kwestia ciepła spalania). Wprowadzona zmiana polega na doprecyzowaniu przepisu, że w przypadku biometanu, który został wzbogacony innym paliwem gazowym (np. propanem) przed jego zatłoczeniem do sieci gazowej, ilość paliwa gazowego potwierdzoną przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci został wprowadzony biometan, należy pomniejszyć o ilość innych paliw gazowych dodanych do biometanu.

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 daje takiej pewności, dlatego uważa się za zasadne ich uchylenie.

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

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

I. Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach o mocy większej niż 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 przez system przetargowy/aukcyjny;
- we Francji, w styczniu 2019 r. rząd francuski ogłosił zamiar odejścia od wsparcia przez FIT dla największych wytwórców biogazu/biometanu, jednak nie mamy aktualnej wiedzy na temat prognozy mocy wyrażonej w kWe, który rozgraniczałby wytwórców mogących korzystać z FIT albo z systemu aukcyjnego;
- w Holandii wsparcie jest udzielane wszystkim wytwórcom przez 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, następna faza 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. *Wytoczne 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 167 z 13.06.2023, 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.

II. Usprawnienie procesów inwestycyjnych w LEW

Nie jest możliwe dokonanie jednoznacznego odniesienia do sposobu rozwiązania przedmiotowego problemu w innych państwach członkowskich, gdyż regulacje dotyczące procedur udzielania pozwoleń (tzw. permitting) są ściśle związane z krajowymi uwarunkowaniami systemu prawa, w szczególności z podziałem administracyjnym kraju, konstrukcją prawa administracyjnego, organizacją postępowań administracyjnych oraz praktyką stosowania przepisów przez organy administracji publicznej. Z uwagi na znaczące różnice w strukturze i funkcjonowaniu systemów prawnych poszczególnych państw, jak również w zakresie kompetencji organów oraz trybu prowadzenia postępowań, nie jest możliwe dokonanie prostego przeniesienia rozwiązań funkcjonujących w innych systemach prawa na grunt prawa polskiego. Każda analiza porównawcza w tym zakresie wymagałaby uwzględnienia szeregu czynników systemowych, proceduralnych i instytucjonalnych, co wykracza poza cel niniejszego dokumentu.

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 URE	1	-	Monitorowanie funkcjonowania gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu. Prowadzenie systemu aukcyjnego dla biometanu. Wydłużenie terminu do 90 dni na zwrot opłaty rezerwacyjnej.

			Doprecyzowanie przepisu dotyczącego montażu nowej hydroelektrowni w miejsce instalacji zdemontowanej lub rozebranej. Zmiany zasad w systemach wsparcia OZE.
Wytwórcy biogazu (w tym biogazu rolniczego) oraz biometanu	Trudne do oszacowania	b/d	Umożliwienie przesyłu biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego. Zachęta do wchodzenia do aukcyjnego systemu wsparcia przez uatrakcyjnienie warunków uczestnictwa w nim wytwórców.
Wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach biogazowych i biomasowych	Trudne do oszacowania	b/d	Zachęta do wchodzenia do aukcyjnego systemu wsparcia przez uatrakcyjnienie warunków uczestnictwa w nim wytwórców.
Prezes ARiMR	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 2024 r.	Dostosowanie się do nowych regulacji zw. z zasadami sumowania mocy zainstalowanej instalacji PV i magazynu.
Gminy (wójt, burmistrz, prezydent miasta)	2479, w tym w szczególności z uwagi na przedmiot ustawy: - gminy wiejskie: 1459 - gminy wiejsko-miejskie: 718 - gminy miejskie: 302	https://stat.gov.pl/statystyka-regionalna/jednostki-terytorialne/podzial-administracyjny-polski/	Konieczność uwzględnienia zwiększonego zaangażowania w realizowanych zadaniach i czynnościach związanych z procesem planistycznym ze względu na wzmożony proces inwestycyjny w energetyce wiatrowej. Dochody z tytułu podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych
Mieszkańcy terenów znajdujących się w gminach, gdzie będą potencjalnie realizowane nowe inwestycje w instalacje do wytwarzania biometanu	Gminy wiejskie: 10 423 758, Gminy miejsko-wiejskie: 9 289 241	GUS, lipiec 2024, dane ogólnodostępne	Dochody z tytułu podatku od nieruchomości od instalacji biometanu. W zależności od wnioskowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej, ich nieruchomości mieszkalne będą mogły znaleźć się w obszarze położonym w

oraz inwestycje w postaci elektrowni wiatrowych			niedalekiej odległości od elektrowni wiatrowej, co umożliwi udział w mechanizmie partycypacyjnym Będą mieli możliwość uczestniczenia w procedurze planistycznej.
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. Możliwość prowadzenia procedury wydawania decyzji środowiskowej dla elektrowni wiatrowej jednocześnie z procedura planistyczną.
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 uczestniczący w systemach wsparcia OZE	Ok. 100	Dane ZR S.A.	Uzyskanie uprawnienia do ponownego rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej w ciągu określonego czasu od wejścia w życie przepisów ustawy.
Wytwórcy energii elektrycznej w mikro- i małych elektrowniach wodnych	Ok. 160	Szacunki TRMEW	Możliwość budowy albo montażu nowej instalacji OZE w miejsce instalacji istniejącej uprzednio.
Zarządca Rozliczeń S.A.	1	Dane ogólnodostępne	Krótkoterminowe obciążenie dodatkowymi obowiązkami związanymi z weryfikacją wniosków wytwórców dot. rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej.
Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK)	1	Dane ogólnodostępne	Możliwy nieznaczny wzrost liczby odwołań od decyzji Prezesa URE.
Sąd Apelacyjny w Warszawie	1	Dane ogólnodostępne	Możliwy nieznaczny wzrost liczby zaskarżeń od orzeczeń SOKiK

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

Procedowany projekt ustawy powiela rozwiązania zawarte w ustawie z dnia 5 sierpnia 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, dalej: „ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 r.”, która przeszła pełny proces legislacyjny na etapie rządowym i parlamentarnym, w tym uzyskała pozytywną opinię KWRiST. Pełny zapis tego etapu wraz z odniesieniem się projektodawcy do uwag znajduje się na stronie internetowej RCL: <https://legislacja.gov.pl/projekt/12389803>.

Niniejszy projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt nie zostanie przekazany do konsultacji publicznych i opiniowania.

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

Projekt nie zostanie przekazany do opiniowania przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Ze względu na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, ww. ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 r. przeszła proces opiniowania przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Z ze względu wskazywanych powyżej projekt nie zostanie przekazany do opiniowania Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego. Projekt 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 (Dz. U. z 2024 r. poz. 949) a jego przepisy były opiniowane przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego. W dniu 5 lutego br. Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego pozytywnie zaopiniowała przepisy projektu, które znajdują się w obecnym projekcie.

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 (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymagał 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 (Dz.U. z 2025 r. poz. 1338), wobec czego nie wymagał 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.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

	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	41,61	82,57	107,22	114,89	140,90	446,69	446,69	446,69	446,69	446,69	2720,66
budżet państwa	0,00	38,11	73,84	92,90	95,28	114,34	414,45	414,45	414,45	414,45	414,45	2486,73
JST	0,00	3,50	8,73	14,32	19,61	26,56	32,24	32,24	32,24	32,24	32,24	233,94
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wydatki ogółem	0,00	4,47	9,33	16,02	22,27	29,89	30,87	31,23	30,97	31,33	31,06	237,45
budżet państwa	0	1,62	1,64	1,65	1,65	1,66	1,67	1,67	1,68	1,68	1,69	16,61
JST	0,00	0,04	0,10	0,18	0,25	0,35	0,36	0,37	0,36	0,37	0,37	2,74
podmioty sektora finansów publicznych z wyłączeniem JST	0,00	2,82	7,60	14,20	20,36	27,89	28,84	29,20	28,93	29,28	29,00	218,11
Saldo ogółem	0,00	37,14	73,24	91,20	92,63	111,01	415,82	415,46	415,73	415,36	415,63	2483,21
budżet państwa	0,00	36,49	72,20	91,25	93,63	112,68	412,78	412,78	412,77	412,77	412,76	2470,12
JST	0,00	3,46	8,64	14,15	19,35	26,21	31,88	31,88	31,88	31,88	31,87	231,20
podmioty sektora finansów publicznych z wyłączeniem JST	0,00	-2,82	-7,60	-14,20	-20,36	-27,89	-28,84	-29,20	-28,93	-29,28	-29,00	-218,11

Źródła finansowania	Na potrzeby realizacji zadań dotyczących systemu aukcyjnego biometanu oraz gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu przewidziano konieczność utworzenia sześciu dodatkowych etatów w Urzędzie Regulacji Energetyki, finansowanych z budżetu państwa. W ramach dochodów JST wynikających z budowy i eksploatacji instalacji biometanu uwzględniono dochody wynikające z tytułu podatku od nieruchomości, w tym podatków uiszczanych przez operatorów sieci gazowych, podatku rolnego oraz podatku dochodowego od osób fizycznych (osoby zatrudnione w biogazowni), a także część podatku CIT pozyskiwanego z tytułu funkcjonowania biometanowni.
---------------------	---

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<u>W zakresie biometanu:</u> 1. Wydatki budżetu państwa – Prezes URE W obszarze realizacji zadań wynikających z wprowadzenia systemu aukcyjnego dla biometanu przewiduje się utworzenie 6 (sześciu) 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. Obecne zasoby kadrowe URE, w tym Departamentu Źródeł Odnawialnych są tak zadysponowane, aby najpilniejsze i najistotniejsze zadania były realizowane, jednak już w tym momencie ma miejsce spiętrzenie zadań i wydłużenie terminów rozpatrywania poszczególnych spraw. Procesy optymalizacyjne, które mogły zostać wdrożone zostały uruchomione, wszystkie zasoby kadrowe zostały w pełni zadysponowane i przesunięte do realizacji najpilniejszych zadań Prezesa URE. Rekrutacje w celu zatrudnienia osób na ewentualne wakaty są prowadzone w sposób ciągły. Nagromadzenie nowych licznych obowiązków spowodowało, że dalsze rozszerzenia zadań Prezesa URE, bez dodatkowych osób, skutkuje pogłębianiem się problemów w ich realizowaniu. URE dokonał analizy zasobów kadrowych Urzędu i wobec nałożenia na Prezesa URE szeregu innych zadań, niezwiązanych bezpośrednio z obszarem odnawialnych źródeł energii stwierdził, że nie ma możliwości przesunięcia dodatkowych pracowników w celu wykonywania zadań związanych z wdrożeniem aukcyjnego systemu wsparcia biometanu. Analiza ta uwzględnia również dostosowanie Internetowej Platformy Aukcyjnej. Zadania wykonywane przez Prezesa URE będą wiązały się z rozszerzeniem funkcjonalności narzędzia dedykowanego do analizy, monitorowania i przeprowadzania aukcji energii 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 będzie wymagać 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, będzie niezbędne zatrudnienie pracowników posiadających odpowiednie wykształcenie i doświadczenie. Realizowane działania będą się wiązały z dodatkowymi kosztami po stronie URE w zakresie: <i>Pozycja 1 – koszty infrastruktury:</i> • wynajem powierzchni biurowej, koszty energii elektrycznej, sprząatanie, 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 sześciu osób na stanowiskach eksperckich. Poniższa tabela zawiera zestawienie kosztów bazujących na aktualnym doświadczeniu Prezesa URE w ww. zakresie, kwoty finansowe są wyrażone w mln. zł.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Pozycja 1 (mln zł)	0,30	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25	0,25	0,26
Pozycja 2 (mln zł)	1,32	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Suma (mln zł):	1,62	1,64	1,65	1,65	1,66	1,67	1,67	1,68	1,68	1,69

Koszty osobowe wskazane powyżej wyliczono przyjmując, że średnia miesięczna płaca zasadnicza z dodatkiem stażowym dla 1 etatu wynosi 14 225,00 zł – co przekłada się na roczne wynagrodzenie 1 etatu w wysokości 170 700,00 zł.

Do kwoty tej dodano:

- dodatkowe wynagrodzenie roczne (8,5% od kwoty 170 700,00 zł) w wysokości 14 509,50 zł,
- składki na ubezpieczenie społeczne – pracodawca (16,93%) w wysokości 31 355,97 zł,
- składki na Fundusz Pracy oraz Fundusz Solidarnościowy – pracodawca (2,45%) w wysokości 4 537,63.

Sumując, roczne średnie wynagrodzenie 1 etatu wyniesie 221 103,10 zł.

Zapotrzebowanie na etaty związane z realizacją zadań Prezesa URE – analiza pracochłonności

Proponowane w projekcie zmiany ustawy wprowadzają system wsparcia dla wytwórców biometanu w formie aukcji, tj. nowe narzędzie, nieobjęte dotychczasowymi regulacjami prawnymi. Tym samym jest konieczne utworzenie nowego wydziału dedykowanego wsparciu biometanu, który umożliwi obsługę nowych beneficjentów, bez uszczerbku dla zachowania ciągłości funkcjonowania obecnie obowiązujących systemów wsparcia.

Celem zapewnienia skutecznego funkcjonowania nowego mechanizmu wsparcia, w szczególności rzetelnej i terminowej realizacji zadań związanych z organizacją, ogłaszaniem, przeprowadzaniem i rozstrzyganiem aukcji biometanu, występuje konieczność utworzenia odrębnego wydziału: naczelnik, 4 pracowników oraz 1 etat na potrzeby obsługi prawnej. Szczegółowe informacje na temat roboczogodzin przypisanych do poszczególnych etatów przedstawiono w załączniku nr 3 do OSR Analiza *pracochłonności URE*.

1 etat – naczelnik

Konieczność utworzenia odrębnego wydziału wiąże się z utworzeniem 1 etatu na stanowisku naczelnika. Realizacja zadań związanych z wdrożeniem i obsługą aukcji biometanu wymaga eksperckiej wiedzy interdyscyplinarnej w zakresie m.in. bardzo dobrej znajomości ustawy o odnawialnych źródłach energii, specyfiki obszaru wytwarzania biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii oraz zagadnień związanych z udzielaniem pomocy publicznej, w tym zagadnień finansowo – ekonomicznej.

Osoba na tym stanowisku będzie odpowiedzialna za:

- bieżącą koordynację zadań z zakresu wydziału,
- prowadzenie spraw personalnych wydziału,
- uczestniczenie w spotkaniach z wytwórcami, wyjaśnianie bieżących wątpliwości interpretacyjnych związanych z wdrażaniem przepisów ustawy w zakresie aukcji biometanu,
- obsługę przygotowania danych na potrzeby sporządzania wewnętrznych i zewnętrznych raportów, statystyk, sprawozdań, udzielenia odpowiedzi na wnioski o udostępnienie informacji publicznej w zakresie właściwości, obsługa kontroli zewnętrznych prowadzonych w urzędzie,
- opiniowanie projektów aktów prawnych oraz zgłaszanie potrzeb zmian i uzupełnień legislacyjnych z obszaru, a także uczestnictwo w pracach legislacyjnych z obszaru związanego z biometanem,

- w zakresie zadań szczegółowych należy przede wszystkim wskazać nadzór nad dostosowaniem dedykowanego systemu teleinformatycznego Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) – współpraca z nadzorowanym zespołem – w tym:
 - opisanie zakresu zmian niezbędnych do wprowadzenia w IPA,
 - zlecenie i weryfikacja wyceny rozwoju systemu,
 - opracowanie we współpracy z dostawcą usługi projektu funkcjonalno-użytkowego,
 - przeprowadzenie prób i testów dostarczonego produktu,
 - ostateczny odbiór i wdrożenie zmian w systemie (należy podkreślić, że dostosowanie IPA jest procesem wyjątkowo czasochłonnym, wymagającym nie tylko doskonałej znajomości przepisów ustawy OZE, ale także wiedzy z zakresu funkcjonowania systemów teleinformatycznych oraz ich zabezpieczeń).
- nadzór nad prawidłowym działaniem IPA, stały kontakt z dostawcą usługi utrzymania systemu,
- bieżącą obsługę IPA, np. rejestrowanie wpływu wniosków o dopuszczenie do udziału w aukcji i rozdział wniosków między pracowników,
- nadzór nad przygotowaniem, przeprowadzaniem i rozstrzygnięciem aukcji biometanu,
- nadzór nad prawidłowością wykonywanych zadań przez poszczególnych pracowników, które zostały szczegółowo rozpisane poniżej.

2 etaty

Obsługa beneficjentów mechanizmu w zakresie prekwalifikacji oraz organizacji aukcji biometanu – funkcjonowanie nowoprojektowanego mechanizmu aukcji biometanu jest związane z wykonywaniem zadań w postaci dopuszczania wytwórców biometanu do aukcyjnego systemu wsparcia, ogłaszania, przeprowadzania, organizacji (w tym przygotowanie i aktualizacja regulaminu aukcji biometanu) oraz rozstrzygania aukcji na sprzedaż biometanu, a także w obszarze merytorycznej, funkcjonalnej i operacyjnej obsługi IPA.

W świetle powyższego należy wskazać, że realizacja ww. zadań wymaga utworzenia minimum 2 etatów o charakterze interdyscyplinarnym, wymagających eksperckiej wiedzy w zakresie m.in. bardzo dobrej znajomości ustawy o odnawialnych źródłach energii, specyfiki obszaru wytwarzania biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii oraz zagadnień związanych z udzielaniem pomocy publicznej.

Osoba na tym stanowisku będzie odpowiedzialna za:

- rozpatrywanie wniosków o dopuszczenie do udziału w aukcji, w tym:
 - analizę przedłożonych przez wytwórcę dokumentów, ich weryfikacja pod względem formalnym i merytorycznym,
 - przygotowanie wezwania do uzupełnienia lub korekty dokumentów, a także przedłożenia wyjaśnień,
 - ponowną analizę przedłożonych dokumentów, i – jeżeli to konieczne – powtórzenie kroku poprzedniego,
 - przygotowanie projektu zaświadczenia,
 - wydawanie zaświadczeń o dopuszczeniu do udziału w aukcji (obsługa zaświadczeń w ramach systemu IPA, wysyłka do wytwórcy, uzupełnianie wewnętrznych baz i rejestrów),
 - wydawanie postanowień o odmowie wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu,
- bieżącą obsługę IPA w zakresie:
 - rejestrowania w wewnętrznych bazach i rejestrach wpływu wniosków o dopuszczenie do udziału w aukcji,
 - obsługi uzupełnień wniosków, w tym rejestrację wpływu,
 - akceptacji wniosków i tworzenie instalacji w systemie,
 - obsługi zabezpieczeń (kaucji i gwarancji bankowych) w systemie, w tym importowanie wyciągów bankowych do IPA, weryfikację formalną i merytoryczną oraz wprowadzanie gwarancji do IPA, zmiany formy zabezpieczenia,
 - zgłaszania ewentualnych błędów w działaniu IPA, w tym zgłaszanych przez użytkowników systemu, współpracy bieżącej z wykonawcą systemu, testów i odbiorów wdrożonych poprawek systemu,
- przygotowanie i przeprowadzanie aukcji, w tym:
 - przygotowanie instrukcji użytkownika IPA, w tym nadzór nad jej aktualnością,

- opracowanie regulaminu aukcji biometanu i jego uzgodnienie z MKiŚ,
- opracowanie harmonogramu aukcji biometanu i jego uzgodnienie z MKiŚ,
- przygotowanie i publikację ogłoszeń o aukcjach biometanu,
- przeprowadzenie i rozstrzygnięcie aukcji w IPA:
 - tworzenie aukcji w systemie zgodnie z ustawowymi parametrami,
 - nadzór nad poprawnością przeprowadzenia aukcji,
 - rozstrzygnięcie aukcji, w tym weryfikacja poprawności formalnej złożenia ofert,
 - publikację wyników aukcji w IPA,
- publikację wyników w BIP URE oraz przekazanie odpowiednio przygotowanych danych do MKiŚ oraz Zarządcy Rozliczeń S.A.,
- zwrot zabezpieczeń podmiotom, które nie wygrały aukcji,
- wydawanie zaświadczeń o wygranej aukcji,
- przygotowanie i przeprowadzanie aukcji interwencyjnych,
- bieżącą obsługę beneficjentów aukcji biometanu:
 - obsługę aktualizacji ofert w systemie IPA:
 - przyjmowanie i rejestrowanie,
 - dokonywanie rozstrzygnięcia pod kątem prawidłowości złożenia aktualizacji oferty,
 - wydawanie potwierdzeń skutecznego dokonania aktualizacji,
 - informowanie Zarządcy Rozliczeń S.A.
 - gromadzenie i analizę informacji i oświadczeń dotyczących dostawcy biogazu, w tym również w zakresie kumulacji pomocy publicznej – zadanie powtarzalne w całym okresie wsparcia,
 - gromadzenie oświadczeń rocznych dotyczących pomocy publicznej w całym okresie wsparcia
 - gromadzenie oświadczeń dotyczących pomocy publicznej udzielanej *ad hoc* w całym okresie wsparcia,
 - gromadzenie informacji o pierwszym wytworzeniu i sprzedaży biometanu do sieci gazowej w ramach zwycięskiej oferty aukcyjnej,
 - prowadzenie postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych dotyczących gromadzonych informacji i oświadczeń,
 - podejmowanie działań, przygotowywanie stanowisk na potrzeby postępowań sądowych,
 - obsługę baz URE,
 - egzekucję kar.

1 etat

Zadania w zakresie kontroli oświadczeń, o których mowa w art. 83zc oraz art. 83zg ustawy o OZE – wdrożenie nowego systemu wsparcia w postaci aukcji biometanu wiąże się z istotnym rozszerzeniem zakresu kontroli przewidzianej w art. 84 ustawy o OZE. Projektodawca przewiduje rozszerzenie zakresu uprawnień kontrolnych Prezesa URE o prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, w tym dotyczących prawidłowości ceny skorygowanej, składanych przez wytwórców biometanu ubiegających się o dopuszczenie do wzięcia udziału w aukcjach biometanu, jak również wytwórców, którzy wygrali aukcje dla biometanu.

Mając na uwadze powyższe, w celu zapewnienia skutecznej realizacji rozszerzonej kontroli, występuje konieczność zatrudnienia dodatkowego eksperta posiadającego w szczególności bardzo dobrą znajomość zagadnień związanych z udzielaniem pomocy publicznej oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, ale też szeroką wiedzę z obszaru wytwarzania biometanu. Należy podkreślić, że zadania związane z kumulacją pomocy publicznej inwestycyjnej oraz prawidłowym wyliczaniem ceny skorygowanej są wysoce skomplikowane, a także bardzo czasochłonne z uwagi na konieczność analizy wielu dokumentów dotyczącej udzielonej pomocy.

Osoba na tym stanowisku będzie odpowiedzialna w szczególności za:

- przeprowadzanie kontroli w zakresie:
 - lokalizacji, rodzaju i mocy instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu,
 - łącznej ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej,
 - wieku urządzeń zamontowanych w instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu,

- informacji i oświadczeń dotyczących dostawcy biogazu,
- miejsca przyłączenia instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu,
- realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 3 albo art. 25 pkt 3a ustawy o odnawialnych źródłach energii,
- spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju,
- oświadczenia dotyczącego wysokości ceny skorygowanej (oświadczenia składane wraz z ofertą, oświadczenia roczne, oświadczenia *ad hoc* i oświadczenia związane ze zmianą dostawcy biogazu),
- faktu niepozostawiania w trudnej sytuacji finansowej przedsiębiorcy,
- czy na podmiocie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej,
- wydawanie postanowień o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości biometanu jako wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii,
- wydawanie decyzji o obowiązku zwrotu Zarządcy Rozliczeń S.A. uzyskanej pomocy, określając kwotę wsparcia wraz z odsetkami,
- podejmowanie działań, przygotowywanie stanowisk na potrzeby postępowań sądowych.

1 etat

Zadania z obszaru rozliczania obowiązku sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego – wprowadzenie nowego narzędzia jakim są aukcje biometanu wiąże się z pojawieniem się nowej puli przedsiębiorców podlegających obowiązkowi rozliczenia sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego, w ilości określonej w ofercie. Należy podkreślić, że zaprojektowane przepisy przewidują przypadki, które mają być rozstrzygane na korzyść wytwórcy biometanu w trakcie dokonywania weryfikacji obowiązku sprzedaży, w których nastąpiło ograniczenie lub nie doszło do wytworzenia biometanu, lub nie doszło do jego sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego. Rzetelna realizacja tego zdania wymaga zatem utworzenia minimum 1 etatu o charakterze eksperckim, wymagającego bardzo dobrej znajomości ustawy o OZE oraz specjalistycznej wiedzy w zakresie nowych technologii wytwarzania biometanu, jego dystrybucji i przesyłu oraz złożonych zagadnień technicznych.

Osoba na tym stanowisku będzie odpowiedzialna w szczególności za:

- gromadzenie danych przekazywanych przez Zarządcę Rozliczeń S.A.,
- kontrolowanie okresów rozliczeń poszczególnych wytwórców, w tym z uwzględnieniem aktualizacji ofert,
- przygotowywanie zestawień w zakresie ilości biometanu wytworzonego i sprzedanego w danym okresie rozliczeniowym w stosunku do ilości biometanu zadeklarowanego w ofercie, z uwzględnieniem aktualizacji oferty,
- prowadzenie postępowań w sprawie wymierzenia kary,
- podejmowanie działań, przygotowywanie stanowisk na potrzeby postępowań sądowych,
- obsługę baz URE
- egzekucję kar.

1 etat

Zapewnienie obsługi prawnej Prezesa URE i komórek URE w zakresie nowych zadań Prezesa URE:

- opracowywanie opinii prawnych,
- obsługa odwołań od decyzji przewidzianych w projektowanych przepisach (nowe kary pieniężne, decyzje związane z aukcjami biometanu, decyzje kończące postępowania, o których mowa w projektowanym art. 83ze ust. 13 ustawy OZE), w tym przygotowywanie odpowiedzi na odwołanie, odpowiedzi na apelację lub apelacji, odpowiedzi na skargę kasacyjną lub skargi kasacyjnej oraz innych pism procesowych, udział w rozprawach przed Sądem Okręgowym w Warszawie – Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądem Apelacyjnym w Warszawie oraz Sądem Najwyższym,
- obsługa zażaleń na postanowienia wydawane przez komórkę merytoryczną,
- w toku postępowania administracyjnego (o których mowa wyżej) oraz zażaleń na postanowienia kończące sprawę, w tym przygotowywanie odpowiedzi na zażalenia, zażalenia do sądu II instancji, odpowiedzi na skargę kasacyjną lub skargi kasacyjnej oraz innych pism procesowych, udział w rozprawach przed Sądem Okręgowym w Warszawie – Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądem Apelacyjnym w Warszawie,

- prowadzenie nowego rodzaju postępowań administracyjnych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne (odmowa dostosowania umowy przyłączenia do sieci instalacji OZE lub aktualizacji harmonogramu przyłączenia, art. 83ze ust. 12 ustawy o OZE), w tym prowadzenie korespondencji ze stronami postępowania i wydawanie decyzji administracyjnych,
- obsługa skarg na przewlekłe prowadzenie postępowania i bezczynność organu,
- w tym przygotowywanie odpowiedzi na skargę, skargi kasacyjnej lub odpowiedzi na skargę kasacyjną, udział w rozprawach przed Wojewódzkim Sądem Administracyjnym w Warszawie i Naczelny Sąd Administracyjny,
- upowszechnianie w URE kierunków orzecznictwa i opinii z przedmiotowego obszaru oraz współpraca dotycząca tworzenia aktów wewnętrznych i opinie do projektów rozstrzygnięć,
- zgłaszanie ewentualnych potrzeb zmian i uzupełnień legislacyjnych z obszaru,
- opiniowanie projektów aktów prawnych.

2. Dodatkowe dochody budżetu państwa – zwiększone wpływy z CIT, VAT i PIT

Wpływy z podatku CIT

Projekt będzie skutkować produkcją biometanu na poziomie ok. 3,16 mln MWh rocznie. Producenci biometanu objęci są podatkiem CIT, co oznacza że wypracowany przez nich dochód będzie objęty tym podatkiem. W związku z tym przyjęcie projektu zwiększy wpływy do budżetu państwa z tytułu podatku CIT.

Przyjęto, że producenci biometanu będą odprowadzać do budżetu państwa podatek CIT, na który składać się będą dochody ze sprzedaży biometanu. Do obliczenia wpływu do budżetu państwa z tytułu podatku CIT od producentów biometanu przyjęto cenę sprzedaży biometanu na poziomie ceny referencyjnej dla biometanu produkowanego z biogazu rolniczego zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r., poz. 2477). Założono pochodzenie biometanu z biogazu rolniczego, ponieważ istnieje największy potencjał do rozwoju produkcji biogazu z substratów rolniczych, ponadto wzięto pod uwagę fakt, że biogaz pochodzenia składowiskowego oraz ściekowego wymaga większych nakładów, aby oczyścić go do biometanu, niż w przypadku biogazu rolniczego. Ponadto, założono produkcję biometanu zgodnie z wielkościami wskazanymi w zał. 1 do OSR (3,16 mln MWh w roku 2035) oraz średnią marżę producenta biometanu na poziomie 8%. Wysokość podatku CIT przyjęta do obliczeń wynosi 19%. Dochód dla budżetu państwa z tytułu CIT założono na poziomie 70% (30% przeznaczone jest dla budżetu JST).

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wpływy do budżetu państwa z tytułu CIT (mln zł)	0,00	1,68	3,26	4,11	4,21	5,05	18,32	18,32	18,32	18,32	18,32

Wpływy z podatku VAT

Produkcja biometanu będąca skutkiem przyjęcia projektu (szczegółowo opisana w zał. 1 do OSR) przyczyni się do wzrostu wpływów do budżetu państwa z tytułu podatku VAT. W obliczeniach założono cenę sprzedaży biometanu na poziomie ceny referencyjnej dla biometanu produkowanego z biogazu rolniczego zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu, przy czym cena ta zgodnie z art. 2a ustawy o OZE nie zawiera kwoty podatku od towarów i usług. Ponadto, przyjęto stawkę VAT dla biometanu na poziomie takim samym jak dla gazu ziemnego, tj. 23%. Przyjęta produkcja biometanu jest zgodna z zał. 1 do OSR (3,16 mln MWh w roku 2035).

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wpływy do budżetu państwa z tytułu VAT (mln zł)	0,00	36,42	70,57	88,78	91,06	109,27	396,11	396,11	396,11	396,11	396,11

Wpływy z podatku PIT

Wejście w życie projektu będzie skutkowało powstaniem nowych miejsc pracy, a co za tym idzie wpływów dla JST z tytułu podatku PIT. Założono, że do budżetu państwa trafi 15% dochodów z podatku PIT (JST otrzymają 85%). Liczbę pracowników jednej biometanowni oraz liczbę powstających biometanowni w kolejnych latach określono zgodnie z zał. 2 do OSR. Jednocześnie założono płace tych pracowników na poziomie wynagrodzenia minimalnego.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wpływy do budżetu państwa z tytułu PIT (mln zł)	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

3. Dodatkowe dochody JST – podatki lokalne, PIT i CIT

Wpływy z podatku od nieruchomości

Instalacje biometanu rozlokowane na terenach poszczególnych gmin stanowią dodatkowe źródło dochodów 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 dochodów z tytułu podatku rolnego 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. poz. 774).

Do analizy poziomu dochodów z tytułu podatku rolnego 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. Ponadto, w analizie dochodów z tytułu podatku od nieruchomości przyjęto założenie zgodnie z raportem NCBiR¹ wskazujące, że średnia odległość biometanowni od miejsca wprowadzenia biometanu do sieci gazowej oscyluje w granicach 3 km, a koszt wybudowania 1 km gazociągu łączącego nowo wybudowaną biometanownię z istniejącą siecią gazową to 300 tys. zł/km.

Poniższa tabela obrazuje wpływy do JST, w tym wpływy z tytułu podatku od nieruchomości.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wpływy do JST – podatek od nieruchomości (mln zł)	0,00	2,76	7,3	12,51	17,73	24,29	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 JST z tytułu odprowadzanych podatków.

Wpływy z podatku PIT

Wejście w życie projektu będzie skutkowało powstaniem nowych miejsc pracy, a co za tym idzie wpływów dla JST z tytułu podatku PIT. Założono, że JST otrzymają 85% dochodów z podatku PIT (15% trafi do budżetu państwa). Liczbę pracowników jednej biometanowni oraz liczbę powstających biometanowni w kolejnych latach określono zgodnie z zał. 2 do OSR. Jednocześnie założono płace tych pracowników na poziomie wynagrodzenia minimalnego. Poniższa tabela

¹ Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego
Wersja z dn. 20.05.2024 r. str. 25

obrazuje wpływy do JST z tytułu z podatków od zatrudnionych osób przy codziennej obsłudze i konserwacji instalacji biometanowych.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wpływy do JST – PIT (mln zł)	0,00	0,01	0,03	0,05	0,07	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

Wpływy z podatku CIT

Projekt poskutkuje produkcją biometanu na poziomie ok. 3,16 mln MWh rocznie. Producenci biometanu objęci są podatkiem CIT, co oznacza, że wypracowany przez nich dochód będzie objęty tym podatkiem. W związku z tym, przyjęcie projektu zwiększy wpływy do budżetu państwa z tytułu podatku CIT.

Przyjęto, że producenci biometanu będą odprowadzać do budżetu państwa podatek CIT, na który składać się będą dochody ze sprzedaży biometanu. Do obliczenia wpływu do budżetu państwa z tytułu podatku CIT od producentów biometanu przyjęto cenę sprzedaży biometanu na poziomie ceny referencyjnej dla biometanu produkowanego z biogazu rolniczego zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu. Założono pochodzenie biometanu z biogazu rolniczego, ponieważ istnieje największy potencjał do rozwoju produkcji biogazu z substratów rolniczych, ponadto wzięto pod uwagę fakt, że biogaz pochodzenia składowiskowego oraz ściekowego wymaga większych nakładów, aby oczyścić go do biometanu, niż w przypadku biogazu rolniczego. Ponadto, założono produkcję biometanu zgodnie z wielkościami wskazanymi w zał. 1 do OSR (3,16 mln MWh w roku 2035) oraz średnią marżę producenta biometanu na poziomie 8%. Wysokość podatku CIT przyjęta do obliczeń wynosi 19%. Dochód dla JST z tytułu CIT założono na poziomie 30% (70% przeznaczone jest dla budżetu państwa).

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wpływy do JST – CIT (mln zł)	0,00	0,72	1,40	1,76	1,81	2,17	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85

Łączne wpływy do JST z ww. podatków obrazuje poniższa tabela:

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Łączne wpływy do JST (mln zł)	0,00	3,50	8,73	14,32	19,61	26,56	32,24	32,24	32,24	32,24	32,24

4. Wydatki JST – zwiększenie ceny energii elektrycznej

JST będą obciążone dodatkowymi wydatkami na energię elektryczną co wynika ze wzrostu opłaty OZE (szczegółowo zaprezentowany w tab. 2 zał. 1 do OSR). Jednakże, wydatki te nie będą stanowić znacznego obciążenia budżetów JST – w 2035 r. obciążenie to wyniesie średnio ok. 3 800 zł/rok więcej w porównaniu z rokiem 2025 na jedną jednostkę samorządu terytorialnego. Należy zauważyć, że wzrost ww. wydatków w stosunku do roku bazowego zawiera wzrost inflacji i konsumpcji energii elektrycznej.

Do obliczeń przyjęto liczbę JST wynoszącą 2875 jednostek (zgodnie ze stanem na 1 stycznia 2025 r. w rejestrze TERYT), w tym 16 województw, 380 powiatów i 2 479 gmin. W obliczeniach założono stałą liczbę JST oraz uwzględniono wzrost konsumpcji energii elektrycznej na poziomie 1,23% rocznie i zwaloryzowano cenę energii o inflację na poziomie 2,5% rocznie. Dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez JST uśredniono w oparciu o dane wskazane w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE oraz przyjęto przynależność wszystkich JST do grupy taryfy energii elektrycznej C.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wydatki JST (mln zł)	-0,00	-0,04	-0,10	-0,18	-0,25	-0,35	-0,36	-0,37	-0,36	-0,37	-0,37

5. Wydatki podmiotów sektora finansów publicznych (z wyłączeniem JST) – zwiększenie ceny energii elektrycznej

Podmioty sektora finansów publicznych będą obciążone dodatkowymi wydatkami na energię elektryczną co wynika ze wzrostu opłaty OZE (szczegółowo zaprezentowany w tab. 2 zał. 1 do OSR). Należy zauważyć, że wzrost ww. wydatków w stosunku do roku bazowego zawiera wzrost inflacji i konsumpcji energii elektrycznej, co podnosi wykazane koszty. Roczne dodatkowe obciążenie wyrażone w liczbach bezwzględnych dla wszystkich tego typu podmiotów liczone jest w milionach, jednakże należy zauważyć, że wysokie kwoty wynikają wyłącznie z ogromnej konsumpcji tych podmiotów (około 4,26 mln MWh/rok). Dodatkowe obciążenie wynikające ze zwiększenia opłaty OZE wyrażone procentowo wyniesie od 0,05% w pierwszych latach oddziaływania projektowanej regulacji do 0,45% w roku 2035 (10 rok oddziaływania regulacji) – w kolejnych latach ten poziom nie będzie się zwiększał. Biorąc powyższe pod uwagę, wejście projektu w życie nie będzie stanowić istotnego obciążenia dla podmiotów sektora finansów publicznych, gdyż dodatkowe koszty energii elektrycznej wynikające ze zwiększenia opłaty OZE będą wyższe o zaledwie 0,45% po 10 latach od wejścia projektu w życie.

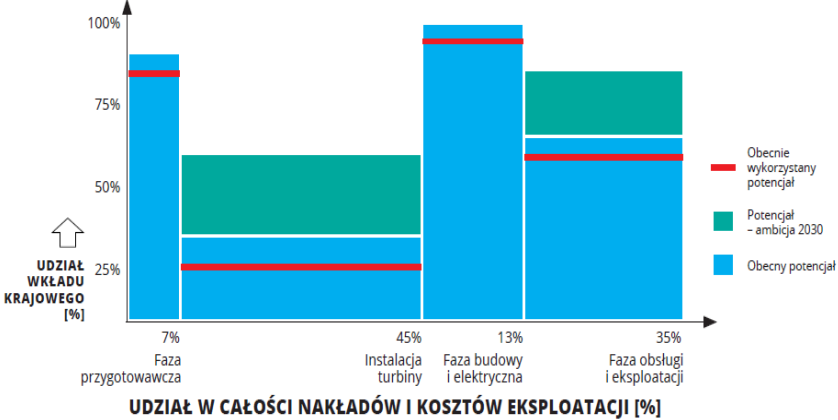
Za podmioty sektora finansów publicznych przyjęto wszystkie podmioty mieszczące się w sekcjach PKD O, P i Q z wyłączeniem JST, są to sekcje obejmujące działalność taką jak np. kierowanie podstawowymi rodzajami działalności publicznej, szkoły podstawowe, czy działalność szpitali. Do obliczeń przyjęto konsumpcję podmiotów sektora finansów publicznych na poziomie około 4,26 mln MWh/rok. W obliczeniach uwzględniono wzrost konsumpcji energii elektrycznej na poziomie 1,23% rocznie i zwaloryzowano cenę energii o inflację na poziomie 2,5% rocznie. Dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez podmioty sektora finansów publicznych oparto o dane pozyskane w ramach prowadzonego przez MKiŚ badania statystyki publicznej oraz przyjęto przynależność wszystkich ww. podmiotów do grupy taryfy energii elektrycznej C.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Wydatki podmiotów sektora finansów publicznych z wyłączeniem JST (mln zł)	0,00	-2,82	-7,60	-14,20	-20,36	-27,89	-28,84	-29,20	-28,93	-29,28	-29,00

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	duże przedsiębiorstwa	0	-139,80	-244,75	-397,45	-771,46	-944,03	-6 403,38
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	-39,96	-69,97	-113,62	-220,53	-269,87	-1 830,50
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	-43,95	-85,68	-144,31	-273,51	-334,69	-2 270,22
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	W zakresie sektora biometanu:						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	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 <i>Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki.</i> W zakresie lądowej energetyki wiatrowej: 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 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.  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 posadawiającego 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, przez komunikowanie na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych).
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Gratyfikacja społeczności lokalnych Zmiany w zakresie mechanizmu gratyfikacji społeczności lokalnych zapewnią większą transparentność oraz większą popularność korzystania z proponowanego mechanizmu wsparcia ze względu na brak wkładu początkowego i prostsze zasady mechanizmu.
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 2026–2035, - 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 znajdą się w zał. nr 1 do projektu OSR <i>Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu.</i> Zgodnie z przeprowadzonymi analizami finansowanie systemu aukcyjnego biometanu z opłaty OZE wpłynie nieznacznie na wzrost cen energii elektrycznej. W zależności od grupy odbiorców szacuje się wzrost ceny energii elektrycznej na poziomie od 0,02% do maksymalnie 0,84%. W

przypadku gospodarstw domowych szacuje się wzrost ceny energii elektrycznej od 0,04% do maksymalnie 0,82%.

Koszt wsparcia systemu aukcyjnego w ujęciu liczbowym, w podziale na poszczególne grupy odbiorców prezentuje poniższa tabela. Zakłada się, że pierwsze instalacje biometanowe korzystające ze wsparcia w ramach systemu aukcyjnego powstaną w 2026 r.

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym	duże przedsiębiorstwa	0,00	- 60,83	- 181,64	- 337,43	- 702,64	- 826,19	- 5 718,03
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0,00	- 17,39	- 51,93	- 96,46	- 200,86	- 236,18	- 1 634,59
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0,00	- 21,57	- 64,40	- 119,63	- 249,11	- 292,91	- 2 027,24

W przypadku dużych przedsiębiorstw oznacza to konieczność poniesienia kosztów w wysokości ok. 5 718,04 mln zł, a małych i średnich przedsiębiorstw ok. 1 634,59 mln zł w perspektywie 10 lat.

Szacuje się, że koszt energii elektrycznej gospodarstwa domowego zużywającego rocznie 2 MWh energii elektrycznej może wzrosnąć o kwotę wynoszącą ok. 16,5 zł po 10 latach od wejścia w życie projektu ustawy. Biorąc pod uwagę ww. wzrost ceny, należy zauważyć, że ubóstwo energetyczne zdefiniowane w ustawie Prawo energetyczne oznacza, że gospodarstwo domowe nie może zapewnić sobie wystarczającego poziomu ciepła, chłodu i energii elektrycznej do zasilania urządzeń i do oświetlenia. Wzrost rocznego kosztu energii elektrycznej w okresie 10 lat o 16,5 zł dla jednego gospodarstwa domowego nie stwarza zagrożenia zwiększenia skali zjawiska ubóstwa energetycznego dla gospodarstw domowych.

Nakłady na rozwój sektora biometanu – dotyczy głównie 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) przyłącze gazowe.

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, będzie konieczne 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%,
- likwidacji podwójnej korekcji ceny dla instalacji zmodernizowanych uczestniczących w systemach FIT i FIP (odpowiednio 95/90% oraz dodatkowo o udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych)

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 przepisy dotyczące systemu wsparcia operacyjnego są objęte *vacatio legis*.

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 najpóźniej od dnia 31 grudnia 2027 r. W OSR wykazano 10-letnią perspektywę wpływu regulacji.

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 TGE (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);
- udział 50% uprawnionych wytwórców w systemie wsparcia operacyjnego (kontynuacyjnego) oraz 50% wytwórców w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych;
- średnie nakłady modernizacyjne na poziomie 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE.

Przed wszystkim należy zaznaczyć, że wzrost kosztów obu systemów przekładający się na opłatę OZE wynika z zafunkcjonowania obu systemów po zmianach, ponieważ przed zmianami byłyby to systemy zupełnie nieopłacalne ekonomicznie w obecnej sytuacji rynkowej. Po zastosowaniu zmian proponowanych w projekcie ustawy koszty obu systemów wyniosą łącznie ponad 1,1 mld zł w perspektywie 10-letniej, a więc objętej niniejszą oceną skutków regulacji.

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 mógłby wynieść nawet 43,3 mld zł.

Wpływ zmian w systemie wsparcia operacyjnego i modernizacyjnego OZE

W zakresie zmiany w zasadach rozliczenia instalacji w systemach wsparcia OZE, który jest finansowany m.in. z opłaty OZE, zakłada się wzrost opłaty OZE o ok. 0,73 zł/MWh. W przypadku dużych przedsiębiorstw oznacza to konieczność poniesienia kosztów w wysokości ok. 685 mln zł, a małych i średnich przedsiębiorstw ok. 196 mln zł w perspektywie 10 lat – przy założeniu, że wszystkie instalacje, którym wprowadzane regulacje dają taką możliwość, skorzystają z tych systemów.

W przypadku gospodarstw domowych wzrost opłaty OZE o ok. 0,73 zł/MWh przełoży się (przy założeniu średniego zużycia na gospodarstwo na poziomie 2 MWh rocznie) na dodatkowe 1,46 zł rocznie.

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym	duże przedsiębiorstwa	0	- 78,97	- 63,11	- 60,02	- 68,82	- 117,84	- 685,34
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	- 22,57	- 18,04	- 17,16	- 19,67	- 33,69	- 195,91

		rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	- 22,38	21,28	- 24,68	- 24,40	- 41,78	- 242,98
--	--	--	---	---------	-------	---------	---------	---------	----------

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 elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

W przypadku gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu nastąpi zwiększenie liczby procedur, ponieważ Prezes URE będzie wydawał, w formie decyzji administracyjnych, zgody na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Ujednolicenie 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.

Uregulowanie możliwości zlokalizowania LEW na podstawie ZPI ułatwi stosowanie tego nowego rozwiązania w praktyce.

Zmiany zaproponowane w projekcie ustawy usprawniają i ujednolicają procedury dedykowane inwestycjom w LEW tym samym zmniejszając obciążenie administracyjne organów gminy.

9. Wpływ na rynek pracy

Jak wynika z doświadczeń państw członkowskich każda instalacja do wytwarzania biometanu generuje dodatkowe 3–4 miejsca pracy. Ponadto, do budowy niezbędnej infrastruktury są potrzebne surowce, prefabrykaty 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 zakresie zmian w LEW, zgodnie z raportem Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) każdy 1 MW mocy zainstalowanej w łańcuchu dostaw LEW to 5,24 miejsca pracy.

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 odnawialnych 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	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. 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. 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.
------------------	--

	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. Projektowane przepisy mogą skutkować nieznacznym wzrostem liczby spraw do rozpatrzenia przez SOKiK i Sąd Apelacyjny w Warszawie. Wskazanie konkretnych liczb jest trudne, wręcz niemożliwe. W przypadku SOKiK szacuje się, że będzie to kilkanaście odwołań w skali roku, natomiast w przypadku Sądu Apelacyjnego w Warszawie kilka skarg w skali roku.
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 <i>vacatio legis</i> .	
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 energii z OZE 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 OZE 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. Analiza pracochłonności URE.	