

**Konsultacje projektów krajowych aktów prawnych i ogłoszone akty prawne   
w Dzienniku Ustaw**

**(monitoring legislacji krajowej ZPPM)**

**w okresie od 23 do 29 września 2024 roku**

Raport na dzień 30 września 2024 roku

1. **Projekty aktów prawnych**

W omawianym okresie Rządowe Centrum Legislacji opublikowało 8 projektów ustaw oraz 20 projektów rozporządzeń Rady Ministrów, Prezesa Rady Ministrów oraz poszczególnych Ministrów.

Przeprowadzono konsultacje 2 projektów ustaw dotyczących podmiotów członkowskich (pracodawcy, przedsiębiorcy, JST) zrzeszonych w Związku.

Do konsultacji przekazane zostały następujące projekty:

Projekty ustaw:

1. **Projekt ustawy o zmianie ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych oraz ustawy o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania (numer z wykazu UC63)**

Projektowana regulacja stanowi implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2381 z dnia 23 listopada 2022 r. w sprawie poprawy równowagi płci wśród dyrektorów spółek giełdowych oraz powiązanych środków (dalej: „dyrektywa”), która ma na celu usprawnienie stosowania zasady równości szans kobiet i mężczyzn na stanowiskach kierowniczych, poprzez ustalenie wymogów dotyczących procesu selekcji kandydatów na te stanowiska. Przepisy dyrektywy odnoszą się do niedostatecznie reprezentowanej płci w organach spółek, a więc dotyczą zarówno mężczyzn, jak i kobiet. W praktyce jednak to kobiety są niedostatecznie reprezentowaną płcią na stanowiskach kierowniczych spółek, mianowicie według Europejskiego Instytutu ds. Równości Kobiet i Mężczyzn w 2021 r. kobiety stanowiły średnio 30,6% członków organów w największych spółkach giełdowych.

Natomiast odnosząc się do sytuacji udziału kobiet i mężczyzn w organach spółek w Polsce:

* ze sprawozdania Pełnomocnika Rządu Do Spraw Równego Traktowania za okres 1 styczeń 2022 r. – 31 grudnia 2022 r. wynika, że: „Obecnie w Polsce kobiety stanowią 26% członków rad nadzorczych spółek, ale aż 36% przewodniczących rad nadzorczych (najlepszy wynik w UE) oraz 16% członków zarządów spółek giełdowych. Natomiast wśród ogółu menedżerów w Polsce prawie osiągnięto pełną równość – w badaniu Eurostatu z 3 kwartału 2020 r. Polska zajęła drugie miejsce w UE z wynikiem 44% kobiet na stanowiskach kierowniczych, tuż za Łotwą (45%).”
* badanie „Kobiety w spółkach giełdowych. Indeks Fundacji Liderek Biznesu” objęło wszystkie spółki notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (GPW) w latach 2017-2022. W grudniu 2022 roku spośród głównych indeksów najwięcej kobiet zasiadało we władzach spółek WIG20 – stanowiły 14,1 proc. członków zarządu i 23,5 proc. rad nadzorczych. 55 proc. spółek z WIG20 miało przynajmniej jedną kobietę w zarządzie. W badanym okresie firmy te zanotowały też największy wzrost udziału kobiet w organach nadzorczych – o 5,6 pp.
* według danych European Institute for Gender Equality (EIGE, 2023) 34 proc. członków zarządów największych firm giełdowych w UE stanowiły kobiety (w Polsce 27 proc.). Jednak w przypadku kobiet pełniących funkcję prezesa udział jest mniejszy – jedynie 8 proc. Kraje, w których udział kobiet jest największy: Słowacja (29 proc.), Polska (28 proc.) oraz Włochy (21 proc.).

Prawodawca europejski ustanawiając środki mające na celu osiągnięcie bardziej zrównoważonej reprezentacji kobiet i mężczyzn w organach spółek instrumentem w postaci dyrektywy, nie ma na celu szczegółowej harmonizacji krajowych przepisów dotyczących procesu selekcji kandydatów na stanowiska kierownicze w organach spółek, ale wprowadzenie minimalnych wymagań dla spółek giełdowych w zakresie selekcji tych kandydatów w oparciu o przejrzyste, niedyskryminacyjne zasady.

Przepis artykułu 2 dyrektywy wyłącza ze swojego zakresu stosowania mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa zatrudniające mniej niż 250 pracowników, których roczny obrót nie przekracza 50 mln euro lub których całkowity bilans roczny nie przekracza 43 mln euro). Oznacza to, że tylko te spółki giełdowe, które mają 250 pracowników i więcej oraz spełniają jeden z progów finansowych objęte będą wymogami dyrektywy. Szacuje się, że w przypadku Polski, będzie to mniej niż połowa spółek obecnie notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych.

Zgodnie z art. 5 dyrektywy, nie później niż 30 czerwca 2026 r. wszystkie duże spółki notowane na rynkach regulowanych UE będą zobowiązane do podjęcia działań zmierzających do zapewnienia równowagi płci w organach spółek. Prawodawca europejski, aby osiągnąć cele dyrektywy, w art. 5 określa także dwa alternatywne progi, do osiągnięcia których mogą dążyć państwa członkowskie:

* w pierwszym przypadku przedstawiciele niedostatecznie reprezentowanej płci będą musieli zajmować co najmniej 40% stanowisk dyrektorów niewykonawczych (art. 5 ust. 1 lit. a);
* w drugim przypadku, tj. jeżeli państwa członkowskie zdecydują się zamiast tego zastosować nowe zasady zarówno do dyrektorów niewykonawczych, jak i dyrektorów wykonawczych, odsetek ten spadnie do 33% wszystkich stanowisk dyrektorskich w spółce notowanej na giełdzie (art. 5 ust. 1 lit. b).

Państwa członkowskie, które wybiorą pierwszą hipotezę i w związku z tym zastosują dyrektywę wyłącznie do dyrektorów niewykonawczych, nadal będą zobowiązane do ustalenia minimalnych indywidualnych celów dla spółek notowanych na giełdzie, aby poprawić równowagę płci również wśród dyrektorów wykonawczych (art. 5 ust. 2).

Aby zapobiec sytuacji, w której niedostatecznie reprezentowana płeć osiąga lepsze wyniki niż druga płeć, co ponownie doprowadziłoby do braku równowagi, niezależnie od hipotezy przyjętej przez państwa członkowskie, odsetek mniej reprezentowanej płci nie może przekraczać 49%.

Przepis artykuł 6 dyrektywy określa narzędzia wymagane od spółek giełdowych służące osiągnięciu celu dyrektywy, skupiające się głównie na procedurze wyboru kandydatów, a także na przygotowaniu ogłoszeń o naborze, fazie wstępnej selekcji, fazie obiektywnej oceny kandydatów (pod kątem przydatności, kompetencji i wyników zawodowych).

Dyrektywa wymaga od państw członkowskich zapewnienia środków o charakterze sankcyjnym w stosunku do spółek, które nie spełniają wprowadzonych wymogów (w szczególności za naruszenia art. 5 ust. 2 oraz art. 6 i 7 dyrektywy) oraz powiadomienia Komisji Europejskiej o przyjętych rozwiązaniach w tym zakresie do dnia 28 grudnia 2024 r. Termin ten pokrywa się z terminem transpozycji Dyrektywy, który nakłada na państwa członkowskie obowiązek przyjęcia i opublikowania w terminie do 28 grudnia 2024 r. przepisów prawnych, wykonawczych i administracyjnych niezbędnych do wykonania dyrektywy (art. 11); natomiast spółki giełdowe objęte nową regulacją będą zobowiązane do osiągnięcia celów określonych w dyrektywie – w oparciu o ustawodawstwo krajowe – do dnia 30 czerwca 2026 r. (art. 5 dyrektywy).

W toku prac projektowych rozważano kwestię, czy implementacja dyrektywy powinna nastąpić w odrębnej ustawie regulującej kwestię równowagi płci w organach spółek giełdowych, czy też w drodze zmian przepisów ustawy z dnia 3 grudnia 2010 r. o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania (Dz. U. 2023 r. poz. 970) lub ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 620), dalej: „u.ofer. publ.”.

Za przyjęciem pierwszego z wymienionych sposobów implementacji dyrektywy przemawiałby m.in. jej interdyscyplinarny charakter, który przejawia się głównie w regulowaniu materii mieszczących się poza materią prawa gospodarczego, w szczególności w zakresie praw człowieka (równouprawnienia kobiet i mężczyzn) oraz zatrudnienia.

Uzasadnieniem kolejnego rozwiązania byłby zakres przedmiotowy ustawy o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania.

Ostatecznie przyjęto jednak, że optymalnym rozwiązaniem jest implementowanie dyrektywy poprzez zmianę przepisów ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych.

Za przyjęciem tego rozwiązania przemawiały następujące argumenty:

* dotychczasowa praktyka wskazuje, że najbardziej typowym sposobem implementacji dyrektyw z zakresu europejskiego prawa spółek jest dokonywanie jej poprzez zmianę przepisów regulujących funkcjonowanie spółek krajowych - konsekwencja w stosowaniu tej metodologii wpłynie pozytywnie na przejrzystość i stabilność systemu prawnego;
* w związku z tym, że zakres podmiotu dyrektywy obejmuje jedynie spółki giełdowe, a ustawa o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych reguluje kwestie dotyczące tych spółek, implementacja dyrektywy w odrębnej ustawie prowadziłaby do zjawiska dezintegracji regulacji odnoszącej do szczególnej kategorii spółek, co mogłoby powodować problemy w procesie stosowania tych przepisów;
* implementacja dyrektywy zasadniczo w ustawie innej niż ustawa o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych powodowałaby również problemy w praktyce dla uczestników obrotu (tj. dla przedsiębiorców), którzy od lat stosują przepisy odnoszące się do spółek giełdowych.

Za integracją implementacji dyrektywy 2022/2381 z ww. ustawą przemawiają względy systemowe, praktyczne, jak również związane z potrzebą zachowania stabilności i przejrzystości systemu prawnego, co jest szczególnie istotne dla adresatów tych norm oraz stosujących je organów, jak również względy ekonomiki legislacyjnej.

Wobec kwestii przedstawionych w pkt 1 OSR:

**art. 1 wprowadza zmiany w ustawie z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 620).**

* Dodaje się **pkt 9** w odnośniku nr 1 do tytułu [ustawy](https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzu-dziennik-ustaw/kodeks-pracy-16789274)  w brzmieniu: „9) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2381 z dnia 23 listopada 2022 r. w sprawie poprawy równowagi płci wśród dyrektorów spółek giełdowych oraz powiązanych środków (Dz. Urz. UE L 315/44 z 07.12.2022).”
* Mając na uwadze systematykę ustawy o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych, niniejszy projekt przewiduje dodanie w tej ustawie **rozdziału 4aa** „Polityka zatrudniania w organach spółki”. Zakres podmiotowy regulacji pokrywa się z zakresem dyrektywy i dotyczy wyłącznie spółki giełdowej, która spełnia łącznie dwa warunki: ma siedzibę w Rzeczypospolitej Polskiej oraz co najmniej jedna jej akcja jest dopuszczona do obrotu na rynku regulowanym w rozumieniu art. 4 ust. 1 pkt 21 dyrektywy 2014/65/UE w co najmniej jednym z państw członkowskich Unii Europejskiej. Z obowiązku stosowania tych rozwiązań zostali wyłączeni, zgodnie z dyrektywą mikroprzedsiębiorcy oraz mali i średni przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. - Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221, 641 i 803). Z uwagi na to, że regulacja odnosi się do stosunków korporacyjnych podmiotów prawa prywatnego, nie rozszerza się jej zakresu podmiotowego.

W projektowanym **art. 90gb** u.ofer. publ. sprecyzowano pojęcie organów spółki w celu zapewnienia prawidłowego stosowania wprowadzanych regulacji. Przyjęte rozwiązanie umożliwi prawidłowe określenie zakresu stosowania ustawy.

W celu zapewnienia prawidłowej równowagi płci w organach spółek objętych regulacją, w projektowanym **art. 90gc** u.ofer. publ. przewidziano, że walne zgromadzenie spółki zobowiązane jest do przyjęcia, w drodze uchwały, polityki zatrudniania w zarządzie oraz radzie nadzorczej spółki, której celem jest zapewnienie równowagi płci w organach spółki. Walne zgromadzenie spółki jest organem stanowiącym, o najszerszych kompetencjach, na którym mogą wykonywać swoje uprawnienia korporacyjne akcjonariusze. W ocenie projektodawcy organ ten powinien określać politykę zatrudnienia w organach spółki, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania spółki oraz jej optymalnego rozwoju. Z uwagi na moc wiążącą uchwał walnego zgromadzenia spółki akcyjnej osoby/organy dokonujące selekcji kandydatów na członków organu spółki zobowiązane będą do przestrzegania zasad ustalonych przez organ stanowiący spółki.

W projektowanym **art. 90gd ust. 2** u.ofer. publ. wskazano przede wszystkim, że w przypadku dokonywania wyboru między kandydatami posiadającymi równorzędne kwalifikacje, pierwszeństwo przyznaje się kandydatowi należącemu do niedostatecznie reprezentowanej płci. Przepis przewiduje dodatkowo odstępstwa od przyjętych zasad wyboru członków organu, t.j. w sytuacji, gdy przemawiają za tym inne zasady dotyczące różnorodności określone w przepisach prawa lub w polityce zatrudnienia, o której mowa w art. 90gc ust. 1, oparte o kryteria niemające charakteru dyskryminacyjnego. Przepis art. 90gc ust. 4 należy przy tym interpretować w świetle art. 6 ust. 2 dyrektywy, jak też w odniesieniu do jej celów, co oznacza, że zastosowanie odstępstwa od ustanowionych reguł wyboru członków organu reprezentacji i organu nadzoru nie może być dowolne i wymaga istnienia ważkich powodów uzasadniających podjęta decyzję.

W procesie wyboru kandydatów do organów spółek powinno nastąpić ustalenie płci kandydata na podstawie odpowiednich dokumentów, np. dokumentu tożsamości.

Zapewniając odpowiednią ochronę interesów osób ubiegających się o stanowisko członka organu reprezentacji lub nadzoru spółki w projekcie przewiduje się **(art. 90ge)**, że osoba, wobec której spółka naruszyła wymogi, o których mowa w projektowanym art. 90gd ust. 1 i 2 u.ofer. publ., ma prawo do odszkodowania w wysokości nie niższej niż minimalne wynagrodzenie za pracę, ustalane na podstawie odrębnych przepisów, jak też stosowanie przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (Dz. U. z 2024 r. poz. 1061 i 1237). Projektowany przepis ustanawia jedynie minimalną wysokość odszkodowania za naruszenie powyższych wymogów. Oznacza to, że regulacja nie określa górnego limitu, do jakiego sąd może ustalić wysokość odszkodowania w konkretnej sprawie. Wskazać jednak należy, że wysokość odszkodowania powinna być ustalona w granicy wysokości poniesionej szkody. Obowiązkiem sądu jest także zachowywanie odpowiedniej proporcji pomiędzy odszkodowaniem a rodzajem naruszenia.

Projektowane przepisy stanowią ponadto, że w sprawach o naruszenie wymogów określonych w art. 90gd ust. 1 i 2 u.ofer. publ. zastosowanie będą miały przepisy Kodeksu cywilnego. W projekcie ustawy wprowadzono również odmienne zasady w odniesieniu do ciężaru dowodu. Osoba, która zarzuca naruszenie obowiązujących wymogów, ma obowiązek jedynie uprawdopodobnić fakt posiadania równorzędnych kwalifikacji z kandydatem wybranym (projektowany **art. 90ge ust. 2**). W przypadku uprawdopodobnienia tego faktu, podmiot, któremu zarzucono naruszenie wymogów określonych w art. 90 gd ust. 1 i 2 u.ofer. publ. obowiązany jest wykazać, że nie dopuścił się naruszenia. Przewidziana zasada dotycząca ciężaru dowodu znalazła się w art. 6 ust. 4 dyrektywy. Proponowane rozwiązania są analogiczne, jak w art. 13-16 ustawy o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania, czy też w art. 300 Kodeksu pracy w celu zachowania jednolitości systemowej.

Projektowany **art. 90gg** określa minimalny udział procentowy osób należących do określonej płci w zarządzie i radzie nadzorczej spółki. W przepisie art. 5 dyrektywa pozostawia państwom członkowskim wybór określonych parytetów, do których osiągniecia zobowiązane będę spółki objęte regulacją: zajmowanie przez osoby niedostatecznie reprezentowanej płci co najmniej 40% stanowisk dyrektorów niewykonawczych (a więc członków organów nadzoru) lub zajmowanie przez osoby niedostatecznie reprezentowanej płci co najmniej 33% wszystkich stanowisk, w tym zarówno dyrektorów niewykonawczych, jak i wykonawczych (a więc członków organu reprezentacji). Projekt zakłada osiągnięcie przez spółki objęte regulacją parytetu 33% wszystkich stanowisk, zarówno w zarządzie, jak też w radzie nadzorczej spółki.

W projektowanym **art. 90gh** u.ofer.publ. nałożono na zarząd spółki obowiązek sporządzania w każdym roku kalendarzowym sprawozdania dotyczącego równowagi płci w organie reprezentacji oraz organie nadzoru spółki. Przepis określa zakres informacji, które powinny znaleźć się w sprawozdaniu, przy czym wskazany zakres informacji nie jest katalogiem zamkniętym. W związku z tym, że omawiane sprawozdanie podlega udostępnieniu na stronie internetowej spółki (zgodnie z projektowanym art. 90gh ust. 4), projekt przewiduje, że w sprawozdaniu nie zamieszcza się danych osobowych członków zarządu i rady nadzorczej, w celu zapewnienia prawidłowej ochrony tych danych.

* W celu zapewnienia rzetelnych informacji, a przede wszystkim realnej równowagi płci w organach spółek, w **art. 1 pkt 3** projektu ustawy przewidziano, że w przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania przez spółkę obowiązków wynikających z projektowanych art. 90gc, 90gb Komisja Nadzoru Finansowego może nałożyć na spółkę karę pieniężną do wysokości kwoty stanowiącej równowartość 10% całkowitego rocznego przychodu wykazanego w ostatnim zbadanym sprawozdaniu finansowym za rok obrotowy. Projektowany przepis ma na celu zapewnienie środków nadzorczych w ramach nadzoru nad wykonywaniem obowiązków, o których mowa w dodawanym rozdziale 4aa u.ofer.publ. Zakres podmiotowy sankcji będzie obejmował spółkę, o której mowa w art. 90c ust. 1 lub art. 90gb ust. 1 ustawy o ofercie, a nie osoby fizyczne uprawnione do jej reprezentacji, dzięki czemu nowelizacja nie będzie stała w sprzeczności z funkcjonującymi już w u.ofer.publ. sankcjami o charakterze karnym (tj. art. 104c, art. 104d oraz art. 104e).

W celu zapewnienia prawidłowej implementacji dyrektywy w projekcie przewidziano jedynie, że w przypadku uprawdopodobnienia niewykonania lub nienależytego wykonania obowiązków, o których mowa w projektowanym rozdziale 4aa, spółka obowiązana jest wykazać, że nie dopuściła się naruszenia.

Wobec tego, że projekt uzupełnia niejako dotychczasowe rozwiązania, nie przewidziano w nim ustanowienia odrębnych dyrektyw wymiaru kary za nieprzestrzeganie regulacji.

**art. 2 wprowadza zmiany w ustawie z dnia 3 grudnia 2010 r. o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania (Dz. U. 2023 r. poz. 970)**

Art. 10 dyrektywy zobowiązuje państwa członkowskie do wyznaczenia organu/organów do spraw promowania, analizowania, monitorowania i wspierania równowagi płci w organach spółek giełdowych, którymi mogą być organy ds. równości, w związku z tym art. 2. projektowanej ustawy **dodając pkt 8 i 9 w ust. 2 art. 21** ustawy z dnia 3 grudnia 2010 r. o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania (Dz. U. 2023 r. poz. 970) „powierza” nowe kompetencje i obowiązki Pełnomocnikowi Rządu do Spraw Równego Traktowania.

Organ ten, zgodnie z ustawą o wdrożeniu niektórych przepisów Unii Europejskiej w zakresie równego traktowania na mocy art. 18 powołanej ustawy, uprawniony jest do wykonywania zadań dotyczących realizacji równego traktowania. Do nowych zadań Pełnomocnika należeć  będą: promowanie, dokonywanie analiz, monitorowanie i wspieranie równowagi płci w organach spółek publicznych, a także publikowanie wykazu spółek publicznych, które spełniają wymagania określone w art. 90gf u.ofer. publ.

Zgodnie z projektowanym **art. 3 ust. 1** spółka, o której mowa w art. 90gb ust. 1, zobowiązana jest do podjęcia środków w celu zapewnienia, aby osoby należące do niedostatecznie reprezentowanej płci zajmowały stanowiska w organach spółki w liczbie, o której mowa w art. 90gg, do dnia 30 czerwca 2026 r. W przypadku spółki, w której prawa z akcji wykonuje minister właściwy do spraw aktywów państwowych, termin określony w ust. 1 upływa z dniem 31 grudnia 2025 roku.

Przedmiotowy projekt aktu prawnego wraz Uzasadnieniem, Oceną Skutków Regulacji oraz Tabelą zgodności dostępny jest na stronach Rządowego Centrum Legislacji pod adresem:

<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12389705/katalog/13082281#13082281>

Projekt jest obecnie jednocześnie na etapie uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania.

1. **projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer z wykazu UD89)**

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

**I. Restrykcyjne zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie**

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

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

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

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

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

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

Należy przy tym podkreślić, że za liberalizacją zasad dotyczących lokalizacji inwestycji LEW przemawiają liczne czynniki zewnętrze, 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) doprowadziły do sytuacji, w której sam etap planistyczny dla LEW może trwać nawet 42 miesiące (w przypadku braku równoległego procedowania planów miejscowych przez gminę, w której lokalizowane są LEW oraz gminę pobliską). Jest to nieuzasadniony termin, w efekcie którego niektóre procesy inwestycyjne uruchomione po wejściu w życie nowelizacji ustawy o inwestycjach (po dniu 23 kwietnia 2023 r.) zakończyłyby etap planistyczny dopiero około października 2026 r. Z punktu widzenia realizacji minimalnych założeń wynikających z projektu KPEiK, a co ważniejsze potrzeby szybkiej reakcji na powstałą lukę mocową, termin ten jest zbyt odległy.

**II. System wsparcia aukcyjnego dla biometanu**

**Brak systemu wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW**

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

**III. Pozostałe adresowane obszary**

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

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

**Definicja instalacji odnawialnego źródła energii nie przewiduje magazynowania ciepła i chłodu**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Zbyt restrykcyjne warunki wsparcia dla zmodernizowanych hydroelektrowni**

Energetyka wodna jako technologia OZE ma istotne zalety środowiskowe i energetyczne. To możliwość lokalizacji obiektów w trudno dostępnym terenie, często na tzw. końcówkach sieci, co wpływa na poprawę parametrów pracy sieci elektroenergetycznej, duży stopień automatyzacji, obiektywnie długi czas pracy w ciągu roku i podaż w miarę stałej mocy. Jednocześnie w polskich warunkach energetyka wodna uczestniczy w regulowaniu stosunków wodnych i prowadzeniu małej retencji przez tworzenie zbiorników magazynujących wody powierzchniowe oraz udział w utrzymaniu sprawności eksploatacyjnej i technicznej stopni wodnych.

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

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

**Zbyt niski poziom wsparcia dla instalacji zmodernizowanych**

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

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

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

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

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

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

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

**Problem weryfikacji danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia**

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

1) energie elektryczną,

2) biometan,

3) ciepło albo chłód,

4) wodór odnawialny,

5) biogaz,

6) biogaz rolniczy.

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

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

**Niedostateczne wymogi uzyskania certyfikatu instalatora instalacji OZE**

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

**Utrudnione funkcjonowanie paliwowych instalacji OZE w aukcyjnym systemie wsparcia**

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

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

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

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

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

**Rozliczenie wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej**

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

Zidentyfikowano okoliczność, że brzmienie art. 93 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii(Dz. U. z 2024 r. poz. 1361), zwanej dalej „ustawą o OZE” jest nieprawidłowe z uwagi na niefunkcjonowanie bilansowania gazu w polskim systemie przesyłowym w okresach godzinowych i związany z tym brak określania cen gazu w tych okresach na rynku giełdowym prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE). Dodatkowo, w kontekście obecnego kształtu rynku giełdowego niejasne jest odniesienie się do „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji”.

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

**Koszt profilu dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE**

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

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

**IV. Zmiany w pozostałych ustawach**

**Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii**

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

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

**Potrzeba wprowadzenia zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu**

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

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

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

Zgodnie z powyższym nowelizacja ustawy o OZE z 2023 r. doprowadziła do uchylenia 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 jednoczesne pozostawienie przepisów właściwych dla omawianego obszaru w innych ustawach jest błędne.

**I. Liberalizacja zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie**

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

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

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

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

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

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

Efekty ustalenia minimalnej odległości na poziomie 500 m

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

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

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

Biorąc z kolei pod uwagę tzw. zamrożone projekty inwestycyjne, tylko 25% projektów planowane było w zasięgu 650-1000 m, a zdecydowana większość (75%) lokowała turbiny w odległości 450-650 m od zabudowy mieszkaniowej. Dlatego też oczekuje się, że zmiana ustawowej odległości minimalnej pozwoli na uzyskanie efektu odblokowania zamrożonych po dniu 16 lipca 2016 r. projektów inwestycyjnych, które mogą w szybki sposób stanowić wsparcie dla systemu elektroenergetycznego.

Minimalna odległość od zabudowań mieszkaniowych a hałas

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

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

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

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

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

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

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

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

1. zasięgi hałasu od turbin o wyższych wieżach nośnych są mniejsze niż od turbin niższych – pod warunkiem wykorzystania do symulacji hałasu metody z uwzględnieniem pochłaniania przez grunt i zachowania takich samych poziomówmocy akustycznej turbin;
2. przyjęcie wartości dopuszczalnych na poziomie 45 dB (limit dla nocy dla zabudowy zagrodowej, wielorodzinnej lub usługowej) nie spowoduje przekroczeń hałasu nawet dla najbardziej restrykcyjnych warunków propagacji dźwięku – dla żadnego przypadku nie został przekroczony hałas w odległości 500 m;
3. brak przekroczeń hałasu o wartości 40 dB (limit nocny dla zabudowy jednorodzinnej) dla odległości 500 metrów jest do osiągnięcia dla turbin wiatrowych o poziomie mocy akustycznej nie większym niż 104 dB;
4. dla typowych warunków lokalizacji turbin wiatrowych w Polsce, takich jak pola uprawne i łąki (co w ujęciu propagacji dźwięku nad gruntem oznacza przyjęcie współczynnika gruntu G=1) limit hałasu 40 dB w odległości 500 m będzie zachowany dla pracy turbin wiatrowych o poziomie mocy akustycznej zbliżonej do wartości 107,7 dB. Na tych obszarach limit odległości 500 m bez przekroczeń hałasu o wartości 40 dB będzie zachowany nawet dla pracy najgłośniejszych turbin – bliskich poziomu mocy akustycznej 108 dB.

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

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

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

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

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

Odległość LEW od form ochrony przyrody

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

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

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

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

Wzrost mocy w LEW, a system elektroenergetyczny

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

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

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

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

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

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

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

Liberalizacja zasad, a odblokowanie obecnych inwestycji dotyczących LEW

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

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

Określając etap zaawansowania takich projektów inwestycyjnych zwraca się uwagę, że ustawa o inwestycjach za pomocą przepisów przejściowych, umożliwiała kontynuacje inwestycji posiadających pozwolenia na budowę wydane przed dniem wejścia w życie ustawy o inwestycjach (tj. wydane przed dniem 16 lipca 2016 r.) lub wydane na podstawie postępowania w przedmiocie pozwolenia na budowę, wszczętego i niezakończonego do dnia wejścia w życie ustawy o inwestycjach.

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

**II. System wsparcia dla biometanu**

**Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW**

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

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

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

Najważniejsze założenia aukcyjnego systemu wsparcia dla biometanu:

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

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

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

**III. Pozostałe zmiany**

**Definicja instalacji odnawialnego źródła energii będzie uwzględniać magazynowanie ciepła i chłodu**

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

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

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

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

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

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

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

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

Dla celów weryfikacji danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy o OZE, niezbędne jest umożliwienie OREO potwierdzania faktu wpisu tych wytwórców do krajowego systemu ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatność 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 identyfikacje danego podmiotu, rekomenduje się wprowadzenie możliwości pozyskania przez OREO od sprzedawcy zobowiązanego, informacji o numerze identyfikacyjnym, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. *o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności* (Dz. U. z 2023 r. poz. 885). Sposób wykorzystania danych wytwórcy zapewnia, że nie będą one upubliczniane.

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

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

**Zmiana ceny zakupu w systemie wsparcia operacyjnego w systemie FIP**

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

**Uproszczenie działania systemu wsparcia dla zmodernizowanych hydroelektrowni**

Ze względu na potrzebę modernizacji instalacji energetyki wodnej proponuje się zmianę przepisów ustawy o OZE w obszarze systemu wsparcia instalacji zmodernizowanych. Proponuje się wprowadzenie wyjątku, w którym instalacje energetyki wodnej będą mogły wziąć udział w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, a jednocześnie nie będą musiały spełniać obowiązku przyrostu mocy zainstalowanej lub ilości wytwarzanej energii.

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

**Zmiana współczynnika dla instalacji zmodernizowanych ze 100% na 115%**

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

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

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

Zasada ta winna znajdować zastosowanie także w odniesieniu do sankcji karnej przewidzianej w dyspozycji art. 93a ust. 4 tej ustawy, która jak zostało wskazane powyżej, w aktualnym stanie prawnym, wymierzana jest w oparciu ilości 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 zapewnienie równego i sprawiedliwego podejścia wobec wszystkich podmiotów biorących udział w systemach wsparcia, projektodawca zdecydował także o utworzeniu epizodycznych regulacji służących umożliwieniu ponownego rozliczenie wg nowych zasad i zwrotu ewentualnie nadpłaconej wysokości nienależnie pobranej pomocy publicznej. Wskazany mechanizm będzie obowiązywał w określonym czasie, a skorzystanie z niego będzie uwarunkowane wnioskiem wytwórcy.

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

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

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

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

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

**Doprecyzowania w obszarze rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej**

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

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

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

**Zmiana organu weryfikującego dane z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia**

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

**Zmiana w wymogach wydawania certyfikatu instalatorom instalacji odnawialnego źródła energii**

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

**Liberalizacja systemu aukcyjnego dla źródeł paliwowych**

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

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

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

**Koszt profilu dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE**

Projektodawca planuje wprowadzić rozwiązanie epizodyczne, obowiązujące do końca 2027 mające na celu zaadresowanie kwestii kosztu profilu instalacji przy rozliczaniu sprzedaży aukcyjnej poprzez odpowiednie sparametryzowanie rozliczania wytwórców - pod warunkiem zapewnienia stabilizacji produkcji po stronie wytwórcy poprzez ograniczenie mocy wprowadzanej do sieci względem mocy zainstalowanej. Takie rozwiązanie ma zapewnić podaż projektów aukcyjnych oraz wzrost udziału mocy zainstalowanej OZE do zakładanych przez Polskę poziomów, co pozwoli wypełnić zakładane poziomy udziału energii elektrycznej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Rozwiązanie ma charakter epizodyczny, gdyż od 2027 roku planowane jest dostosowanie systemu aukcyjnego z kryteriami pozacenowymi zgodnego z rozporządzeniem Net Zero Industry Act, który rozwiąże problem kompleksowo, gdyż dopuszczone do uczestnictwa zostaną jedynie instalację wyposażone w magazyny energii, a dla istniejących instalacji, które zdecydują się doposażyć w magazyn energii, przygotowany zostanie mechanizm umożliwiającym migrację do tego nowego systemu.

**IV. Zmiany w pozostałych ustawach**

**Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii**

W celu stabilnego rozwoju energetyki prosumenckiej proponuje się wprowadzenie modyfikacji w artykule 7 ust. 8d12 w Ustawie Prawo Energetyczne, która zakłada, że przy 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. Ten warunek musi zostać potwierdzony przez złożenie oświadczenia odbiorcy na etapie zgłoszenia mikroinstalacji z magazynem energii.

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

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

**Wprowadzenie definicji oraz określenie zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu**

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

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

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

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

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

**Zmiany porządkujące w przepisach odsyłających do świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego**

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

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

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

Przedmiotowy projekt aktu prawnego wraz Uzasadnieniem, Oceną Skutków Regulacji oraz załącznikami do OSR (szt. 3) dostępny jest na stronach Rządowego Centrum Legislacji pod adresem:

<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12389803/katalog/13082918#13082918>

Projekt jest obecnie jednocześnie na etapie uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania.

Na podstawie opinii i ekspertyz podmiotów członkowskich Związku Pracodawców Polska Miedź przygotowano jedno stanowisko do opublikowanych projektów aktów prawnych oraz dokumentów strategicznych.

Stanowisko Związku Pracodawców Polska Miedź (uwagi Związku Pracodawców Polska Miedź) do projektu ustawy ustawy o minimalnym wynagrodzeniu za pracę

Projekt z dnia 22.08.2024 roku, opublikowany na stronie BIP Rządowego Centrum Legislacji w dniu 26.08.2024 roku. (nr UC62 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów).

Przedmiotowe stanowisko zostało przesłane do Ministerstwa Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej oraz reprezentatywnych organizacji pracodawców, z którymi Związek Pracodawców Polska Miedź współpracuje.

**II. Ogłoszone akty prawne (Dziennik Ustaw RP)**

W analizowanym okresie opublikowano 40 aktów prawnych, tzn. ustawy, rozporządzenia Rady Ministrów, Prezesa Rady Ministrów i poszczególnych ministrów, obwieszczenia w sprawie ogłoszenia tekstu jednolitego. Z powyższych publikacji w zainteresowaniu pracodawców i przedsiębiorców znaleźć się mogą następujące akty prawne:

1. Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia z 23 września 2024 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie obniżonych stawek podatku od towarów i usług.

Powyższy akt prawny opublikowany został 23 września 2024 roku w Dzienniku Ustaw (Dz.U. z 2024, poz. 1399).

Zgodnie z przedmiotowym rozporządzeniem do dnia 31 marca 2025 roku obniżoną do wysokości 0 % stawkę podatku stosuje się do dostawy towarów, o której mowa w art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy, której przedmiotem są materiały budowlane, na rzecz:

1) osób fizycznych,

2) podmiotów prowadzących działalność edukacyjną, kulturalną, w zakresie ochrony zdrowia, opieki nad dziećmi, młodzieżą oraz osobami w podeszłym wieku, zbiorowego zakwaterowania uczniów i studentów, jak również jednostek organizacyjnych pomocy społecznej oraz innych podmiotów prowadzących działalność w obszarze pomocy społecznej

– posiadających prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2024 r. poz. 725, 834 i 1222), w której w wyniku działania intensywnych opadów atmosferycznych lub powodzi we wrześniu 2024 r. powstała szkoda i która jest położona na terenie gminy określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 1 ust. 2 ustawy z dnia 16 września 2011 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z usuwaniem skutków powodzi (Dz. U. z 2024 r. poz. 654).

2. Obniżoną stawkę podatku, o której mowa w ust. 1, stosuje się pod warunkiem:

1) zawarcia pisemnej umowy darowizny pomiędzy podatnikiem dokonującym dostawy towarów, o której mowa w ust. 1, oraz osobą lub podmiotem, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lub 2;

2) posiadania przez podatnika dokonującego dostawy towarów, o której mowa w ust. 1:

a) poświadczonej, za zgodność z oryginałem, przez pracownika socjalnego przeprowadzającego wywiad kopii części VII, wypełnionej w zakresie lit. A poz. 1–6 oraz lit. B, kwestionariusza rodzinnego wywiadu środowiskowego sporządzonego według wzoru określonego w załączniku nr 1 do rozporządzenia Ministra Rodziny i Polityki Społecznej z dnia 8 kwietnia 2021 r. w sprawie rodzinnego wywiadu środowiskowego (Dz. U. poz. 893 oraz z 2024 r. poz. 1391), z której wynika, że osoba, o której mowa w ust. 1 pkt 1, poniosła szkodę w nieruchomości,

b) zaświadczenia wydanego przez właściwego wójta, burmistrza albo prezydenta miasta, z którego wynika, że podmiot, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, poniósł szkodę w nieruchomości, w której prowadzi działalność, o której mowa w ust. 1 pkt 2

– wskutek intensywnych opadów atmosferycznych lub powodzi we wrześniu 2024 r.”.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia, a więc 24 września 2024 roku.

1. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 25 września 2024 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie wprowadzenia stanu klęski żywiołowej na obszarze części województwa dolnośląskiego, lubuskiego, opolskiego oraz śląskiego.

Powyższy akt prawny opublikowany został 25 września 2024 roku w Dzienniku Ustaw (Dz.U. z 2024, poz. 1412).

Rozporządzenie wprowadza stan klęski żywiołowej na obszarze obejmującym: miasto na prawach powiatu Legnicę.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia, a więc 25 września 2024 roku.

1. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 28 września 2024 roku w sprawie wprowadzenia stanu klęski żywiołowej na obszarze części województwa dolnośląskiego oraz lubuskiego.

Powyższy akt prawny opublikowany został 28 września 2024 roku w Dzienniku Ustaw (Dz.U. z 2024, poz. 1435).

Rozporządzenie wprowadza stan klęski żywiołowej na obszarze obejmującym: powiat wołowski, gminę miejską Głogów, gminę wiejską Głogów, gminę Kotla, gminę Pęcław oraz gminę Żukowice w powiecie głogowskim, miasto i gminę Ścinawa w powiecie lubińskim.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem ogłoszenia, a więc 28 września 2024 roku.