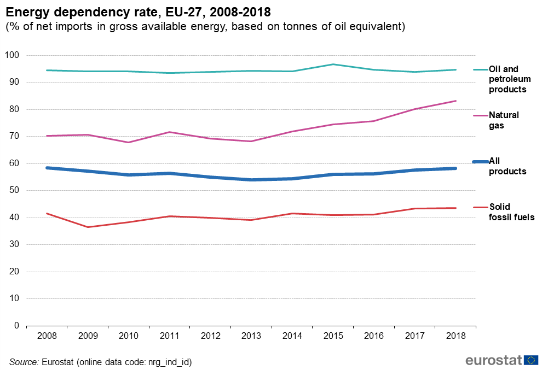
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Nazwa projektu**  Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw  **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące**  Ministerstwo Klimatu i Środowiska  **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu**  Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska  Anna Łukaszewska-Trzeciakowska – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska  **Osoby do kontaktu**  W zakresie obszaru ciepłownictwo: Grzegorz Tobolczyk– Dyrektor Departamentu Ciepłownictwa, e-mail: [grzegorz.tobolczyk@klimat.gov.pl](mailto:Piotr.Sprzaczak@klimat.gov.pl)  W pozostałym zakresie:   * Marcin Ścigan – Dyrektor Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: [Marcin.Scigan@klimat.gov.pl](mailto:Piotr.Czopek@klimat.gov.pl), * Michał Łęski – Naczelnik Wydziału Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: [michal.leski@klimat.gov.pl](mailto:michal.leski@klimat.gov.pl), * Łukasz Zdzieszyński – starszy specjalista, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: [lukasz.zdzieszynski@klimat.gov.pl](mailto:lukasz.zdzieszynski@klimat.gov.pl). | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Data sporządzenia** 20.12.2022 r.  **Źródło:**  Inicjatywa własna  Częściowe wdrożenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych    **Nr w wykazie RM**: UC99 | | | | | | | | | | | |
| **OCENA SKUTKÓW REGULACJI** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Jaki problem jest rozwiązywany?** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| W projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy”, dokonywane są 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.  Projekt, w szczególności, ma za cel transpozycję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. UE L 328, z 21.12.2018 r.), zwanej dalej „RED II”, „dyrektywą RED II” lub „dyrektywą 2018/2001”.  Regulacje, które mają być zawarte w nowelizacji dotyczą następujących obszarów:   1. Biometan 2. Klastry energii 3. Transpozycja RED II w następujących obszarach:    1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23-24 RED II)    2. Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)    3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 RED II)    4. Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II)    5. Partnerski handel energią – peer-to-peer (art. 21 RED II)    6. Pozostałe przepisy RED II wymagające wdrożenia 4. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii (zwanych dalej „OZE”) 5. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia 6. Hybrydowe instalacje OZE 7. Pozostałe regulacje   Projekt, w zakresie rozwiązań dot. biometanu oraz klastrów energii, stanowi kamień milowy wskazany w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w ramach reformy B2.2. „Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii” w zakresie kamienia milowego – B22G „Wejście w życie nowelizacji ram prawnych dla wspólnot odnawialnych źródeł energii i biometanu: nowelizacja ustawy o OZE, nowelizacja przepisów dotyczących rynku energii, i wejście w życie rozporządzenia do ustawy o OZE”.  **I. Biometan**  Projektując regulacje w ww. zakresie OZE wzięto pod uwagę zobowiązanie Polski do zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, wynikające z konieczności osiągnięcia celów klimatycznych. Wymaga to podjęcia działań umożliwiających znaczący wzrost dotychczasowego udziału OZE. Rozwój sektora biometanu w tym kontekście spełnia jeszcze jedną, dodatkową i szczególną rolę, jaką jest stworzenie warunków, które pozwolą w perspektywie roku 2030 zrealizować działania wynikające z założeń zawartych w Komunikacie Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – *Europejski Zielony Ład* (Bruksela, dnia 11.12.2019 r., COM(2019) 640 final). Z zapowiedzi przedstawicieli KE wynika, że w ramach procesu dochodzenia do neutralności klimatycznej w 2050 r. należy rozważyć podjęcie intensywniejszych działań już na najbliższą dekadę w zakresie obniżenia emisji CO2 oraz zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych.  W związku z powyższym, niezbędne jest przyjęcie regulacji, które będą w sposób efektywny zachęcać inwestorów do podejmowania decyzji w zakresie budowy instalacji do wytwarzania i oczyszczania biogazu lub biogazu rolniczego, wytwarzania biometanu, rozbudowy oraz przebudowy istniejących sieci gazowych pod kątem umożliwienia zatłaczania biometanu. Jak wskazano wyżej, stworzenie optymalnych regulacji prawnych, które stymulować będą stabilny rozwój tego sektora energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym jest niezmiernie istotne dla możliwości realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej.  Jak wskazują różne źródła, potencjał wytwarzania biogazu/biometanu w oparciu o krajowe surowce jest relatywnie duży. Przykładowo, potencjał energetyczny samego sektora rolno-spożywczego w zakresie produkcji biogazu rolniczego szacuje się na ponad 7,8 mld m3 rocznie („Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030”), pomijając ograniczenia w zakresie możliwości zatłoczenia i dystrybucji do odbiorcy przyłączonego do sieci gazowej. Z kolei, według szacunków spółki PGNiG S.A., krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi ok. 7 mld m3.  Istniejące regulacje prawne w zakresie wsparcia OZE nie odpowiadają faktycznym potrzebom w dziedzinie funkcjonowania instalacji wytwarzania biometanu, przez co, w praktyce, nie stymulują rozwoju tych projektów. W efekcie, pomimo że zgodnie z obowiązującym stanem prawnym, od kilku lat możliwe jest wprowadzanie oczyszczonego biogazu rolniczego do sieci gazowych dystrybucyjnych, do dziś żadna tego rodzaju instalacja nie rozpoczęła działalności w kraju.  Powody zaistniałej sytuacji zostały zdiagnozowane, m.in., w ramach analiz prowadzonych przez właściwe ministerstwa i należą do nich m.in.:   1. ograniczenia o charakterze prawnym, w szczególności braki w zakresie: definicji biometanu, reguł prawnych dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu oraz określenia wymogów (w tym dotyczących parametrów jakościowych) dla nowego rodzaju paliwa gazowego. Ponadto, obecne przepisy są ograniczone jedynie do możliwości zatłaczania biogazu rolniczego wyłącznie do sieci dystrybucyjnej gazowej; 2. bariery techniczne związane z możliwością realizacji przyłączeń do sieci gazowej. Wynikają one przede wszystkim ze zdiagnozowanych ograniczonych możliwości w zakresie przyjmowania biometanu do sieci dystrybucyjnych (sieci średniego ciśnienia) z uwagi na niewystarczający poziom chłonności tych stref dystrybucji gazu ziemnego w porównaniu z potencjalną ilością biometanu wprowadzanego do sieci gazowej.   Wskazane powyżej ograniczenia oraz bariery wprowadzają istotny poziom niestabilności dla tego rodzaju inwestycji. Tymczasem proces inwestycyjny w zakresie budowy i eksploatacji instalacji do wytwarzania biometanu, które z racji lokalizacji surowców do produkcji są instalacjami rozproszonymi, wymaga zaangażowania ze strony inwestorów znacznych nakładów finansowych, nie tylko na etapie budowy samej instalacji, ale przede wszystkim w trakcie jej funkcjonowania. Wynika to z potrzeby zapewnienia stabilnych dostaw substratów do produkcji biogazu lub biogazu rolniczego, z którego wytwarzany jest następnie biometan.  Opracowania branżowe oraz doświadczenie krajów, w których branża biometanu rozwija się aktualnie najszybciej, wyraźnie wskazują, że rozwój tego sektora przynosi szereg korzyści w wielu obszarach gospodarki. Przede wszystkim, biometan efektywnie zmniejsza emisję CO2, co pozwala, w zależności od kierunku końcowego zastosowania tego paliwa gazowego, redukować emisje w takich sektorach gospodarki jak: transport, ciepłownictwo czy elektroenergetyka. Ponadto, wpływa na zwiększenie realizacji celów w zakresie udziału odnawialnej energii zgodnie z wymogami Unii Europejskiej. Należy mieć na uwadze, że skala redukcji emisji gazów cieplarnianych wynikająca ze stosowania biometanu zależy od rodzaju użytego surowca oraz technologii pozyskania i logistyki.  Zgodnie z analizami przeprowadzonymi przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, biometan dysponuje potencjałem redukcji liczonym zgodnie z przepisami zał. IV RED II od 17% do 202%. Poziom redukcji jest uzależniony od rodzaju surowca do produkcji (najkorzystniejsze jest stosowanie surowców odpadowych oraz obornika) oraz odpowiedniej technologii produkcji (np. stosowanie zamkniętego zbiornika na poferment z dopalaniem gazów odlotowych czy też wykorzystanie pofermentu jako nawozu).  Rozwój sektora produkcji biometanu oznacza potrzebę wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpływając na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu tego surowca. Jest to szczególnie istotne biorąc pod uwagę, że zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r., krajowe zużycie paliw gazowych będzie systematycznie wzrastać, przekraczając 18 mld m3. Jednocześnie wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok. 4 mld m3 pokrywa obecnie zaledwie 22% zapotrzebowania na to paliwo. Postępujący wzrost konsumpcji gazu ziemnego spowodowany jest między innymi stale zwiększającym się poziomem wykorzystania tego surowca na potrzeby działania systemu elektroenergetycznego, popytu ze strony sektora transportu oraz w wyniku postępującej gazyfikacji kraju.  Biorąc pod uwagę powyższe, istotnym elementem przyszłości oraz bezpieczeństwa państwa jest optymalne wykorzystanie lokalnego potencjału wytwarzania biometanu. Biometan wytwarzany z surowców pozyskiwanych w najbliższej okolicy i wprowadzany do sieci gazowej może być w przyszłości istotnym elementem dywersyfikacji dostaw paliw gazowych na krajowy rynek, zmniejszając krajowe uzależnienie od importu nośników energii.  Wykorzystywanie biometanu jest również istotne w kontekście odchodzenia od składowania, na rzecz prowadzenia gospodarki o obiegu zamkniętym („circular economy”) – tj. pełnego odzyskiwania energii oraz surowców w celu wielokrotnego ich wykorzystywania. Pozwoli to efektywnie zmniejszyć uciążliwości środowiskowe, a także koszty zagospodarowania bioodpadów i pozostałości komunalnych, rolniczych, z gospodarstw domowych oraz pochodzących z różnych gałęzi przemysłu spożywczego.  Dodatkowo, wytwarzanie biometanu aktywizuje lokalną przedsiębiorczość dając impuls do rozwoju małych i średnich przedsiębiorstw, tworzy wartość dodaną w postaci nowych miejsc pracy w całym łańcuchu wartości, w zakresie realizacji usług zewnętrznych koniecznych do funkcjonowania instalacji, np: dostaw lokalnych surowców, handlu, budowy instalacji i produkcji komponentów i ich dostaw, usług planowania i doradztwa czy badania i rozwoju. Przyjmuje się, że do obsługi jednej instalacji potrzeba średnio co najmniej 4 osób oraz znacznie więcej na tzw. rynkach powiązanych („Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy, IFRI, 2019”), jak również krótkoterminowo kilkakrotnie więcej na etapie realizacji rozproszonych inwestycji.  Zarówno skala niezbędnych inwestycji oraz ich lokalny charakter wskazuje potencjał rozwoju przedsiębiorczości w tym obszarze, angażujący nie tylko lokalnych przedsiębiorców, ale również duże krajowe przedsiębiorstwa (C.H. Cegielski S.A.) oraz spółki Skarbu Państwa (GK PGNiG S.A., PKN Orlen, Lotos S.A.).  **II. Klastry energii**  Ponadto, w projekcie ustawy zaproponowano regulacje dotyczące rozwoju energetyki rozproszonej na potrzeby tworzenia klastrów energii. Zmiany proponowane w projekcie ustawy wychodzą naprzeciw oczekiwaniom lokalnych społeczności, w tym indywidualnych oraz instytucjonalnych odbiorców oraz wytwórców paliw i energii, przedsiębiorców, w szczególności Małych i Średnich (MŚP), jednostek samorządu terytorialnego, a także wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych - mając na celu umożliwienie szerszego niż dotychczas rozwoju klastrów energii w Polsce.  W ramach przeprowadzonych analiz zdiagnozowane zostały następujące bariery, które ograniczają możliwość oczekiwanego, dynamicznego rozwoju klastrów energii:   1. wątpliwości interpretacyjne związane z definicją klastra energii; 2. nieprecyzyjne przepisy określające zakres podmiotowy i przedmiotowy działania klastra energii; 3. brak regulacji w zakresie rejestracji klastrów energii, wskazujący na potrzebę stworzenia rejestru; 4. ograniczenia w zakresie określenia szczegółowych zasad współpracy członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych; 5. brak mechanizmów zachęt (premiowania) dla podmiotów tworzących klaster energii oraz warunków skorzystania z takich preferencyjnych rozwiązań.   **III.1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie**  **Założenia związane z implementacją RED II**  W prawie krajowym brak jest rozwiązań w pełni umożliwiających prawidłową i skuteczną implementację dyrektywy 2018/2001 w odniesieniu do regulacji dotyczących ciepłownictwa systemowego w następującym zakresie:   1. funkcjonowania mechanizmów pozwalających na realizację wyznaczonego w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 celu w postaci zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia; 2. możliwości odłączenia się odbiorcy końcowego od systemu ciepłowniczego (art. 24 ust. 2, ust. 3 oraz ust. 7 dyrektywy 2018/2001); 3. obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz obowiązku zakupu ciepła z OZE (art. 24 ust. 4 lit. b, ust. 5 i ust. 6 dyrektywy 2018/2001); 4. obowiązku informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym (art. 24 ust. dyrektywy 2018/2001); 5. obowiązku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych (art. 24 ust. 8 dyrektywy 2018/2001); 6. możliwości publikowania wykazu środków/podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 (art. 23 ust. 3 i 6, załącznik VII dyrektywy 2018/2001); 7. obowiązku wprowadzenia systemu gwarancji pochodzenia ciepła z OZE (art. 19 dyrektywy 2018/2001); 8. definicji ciepła odpadowego (art. 2 dyrektywy 2018/2001).   Brak wprowadzenia przepisów regulujących ww. kwestie skutkować będzie brakiem implementacji dyrektywy 2018/2001 w tym zakresie.  Dotychczasowe regulacje krajowe dotyczące sektora ogrzewania są dalece niewystarczające w kontekście wymogów wprowadzanych przez wyżej wskazane przepisy dyrektywy 2018/2001. Potrzeba doprecyzowania zasad funkcjonowania ciepłownictwa systemowego wynika także z istniejących luk prawnych skutkujących nieefektywnym energetycznie i ekonomicznie wykorzystaniem potencjału tego sektora krajowej energetyki. Mechanizmy rynkowe w niewystarczającym stopniu stymulują budowę instalacji wytwarzających ciepło z odnawialnych źródeł energii, co w ostatecznym rozrachunku przyczynia się do zwiększenia kosztów transformacji energetycznej krajowej gospodarki oraz grozi niewykonaniem przez Polskę celów w zakresie udziału energii z OZE określonych w dyrektywie 2018/2001.  Art. 23 dyrektywy określa, iż każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia orientacyjnie o 1,3 punktu procentowego jako roczna średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030, zaczynając od udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r. W przypadku państw członkowskich, w których nie wykorzystuje się ciepła odpadowego i chłodu odpadowego, zwiększenie udziału ograniczone jest do 1,1 punktu procentowego.  Dodatkowo, wprowadzone rozwiązania będą miały wpływ na rozwiązanie (zmniejszenie) poniżej wskazanych problemów.  **Problem niskiej jakości powietrza**  Jednym z poważniejszych problemów społecznych naszego kraju jest niska jakość powietrza. O ile w dużych aglomeracjach za złą jakość powietrza odpowiadają przede wszystkim emisje spalin ze starych samochodów z silnikiem diesla, to w mniejszych miejscowościach głównym jej powodem są domowe piece zasilane paliwem złej jakości. Doświadczenia samorządów pokazują, że nawet najlepsze zachęty do wymiany kotłów na gazowe i inne są bezskuteczne, ponieważ „nieekologiczne” postawy obywateli (jak np. spalanie odpadów albo spalanie paliw niskiej jakości) wynikają z ubóstwa. Dlatego systemowa walka z problemem smogu musi być ściśle skorelowana z wysiłkami władz na rzecz zapewnienia obywatelom bezpieczeństwa socjalnego, energetycznego i wreszcie zdrowotnego: wyższej jakości życia w czystym powietrzu. Odczuwalna poprawa jakości powietrza doprowadzi do wymiernych skutków w postaci zmniejszenia obciążeń służby zdrowia, które są powodowane chorobami układu krążenia oraz oddechowego milionów Polaków.  Wskazane powyżej problemy można rozwiązać poprzez rozwój ciepłownictwa sieciowego zasilanego ciepłem wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii.  **Nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze lub chłodnicze**  Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r.– Prawo energetyczne (dalej „ustawa – Prawo energetyczne”) przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:  1) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub  2) 50% ciepło odpadowe, lub  3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub  4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1–3.  Zmiana ustawy – Prawo energetyczne daje impulsy do konwersji systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze.  Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 Polska jest zobowiązana do redukcji emisji gazów cieplarnianych z sektorów non-ETS do 2030 r. o 7% względem poziomu w 2005 r.  Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania będą mogły wesprzeć te źródła przy realizowaniu planów inwestycyjnych.  **III.2 Rozszerzenie stosowania gwarancji pochodzenia**  Gwarancja pochodzenia jest dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE w instalacjach odnawialnego źródła energii. Gwarancja pochodzenia określa czy dotyczy ona energii elektrycznej, gazu, w tym wodoru odnawialnego, biogazu, biogazu rolniczego lub ciepła albo chłodu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii.  Wdrożenie RED II wymaga dokonania zmian przepisów i mechanizmu funkcjonującego już na rynku polskim, które to z punktu widzenia funkcjonowania tego systemu mają charakter ewolucyjny. Gwarancje pochodzenia pozostają jednym z kluczowych elementów korporacyjnych umów na sprzedaż energii, stanowiących metodę finansowania rozwoju OZE, bez konieczności zaangażowania środków publicznych i tym samym, z zachowaniem odpowiednich proporcji, rodzaj alternatywy dla obowiązujących systemów wsparcia. Wykorzystanie gwarancji pochodzenia w tym zakresie stanowi warunek potwierdzenia wystąpienia efektu ekologicznego wynikającego z wykorzystania energii objętej taką umową.  Przewiduje się, że rozwój rynku gwarancji pochodzenia przyspieszy w przypadku przystąpienia Polski do Association of Issuing Bodies (zwane dalej „AIB”). AIB jest europejskim stowarzyszeniem zrzeszającym podmioty wydające gwarancje pochodzenia i tym samym umożliwiającym sprawny obrót nimi z partnerami zagranicznymi. Kwestia potwierdzenia pochodzenia źródeł energii jest czynnikiem coraz częściej podnoszonym przed przedsiębiorstwa chcące korzystać tylko z czystej energii. Jest także jednym z czynników decydujących o lokalizacji inwestycji w wybranym kraju. Wobec tego, możliwość potwierdzenia pochodzenia i obrót tymi gwarancjami na rynku międzynarodowym nabiera szerszego, gospodarczego aspektu związanego z bezpośrednimi inwestycjami zagranicznymi w państwach członkowskich.  Innym wymogiem stawianym w art. 19 RED II, a jednocześnie wyzwaniem dla prawodawcy krajowego jest uwzględnienie sytuacji, aby w przypadku gdy producent otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia, wartość rynkowa gwarancji pochodzenia dla tej samej produkcji była należycie uwzględniana w danym systemie wsparcia.  **III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (KPK OZE)**  Regulacje zawarte w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. *o odnawialnych źródłach energii*, zwanej dalej „ustawą” lub „ustawą OZE”, w jej dotychczasowym brzmieniu nie zapewniają możliwości pełnego wsparcia informacyjnego, którym powinien zostać objęty przyszły wytwórca odnawialnych źródeł energii. W chwili obecnej, w zależności od mocy instalacji odnawialnego źródła energii (zwanych dalej: instalacjami OZE”) oraz jej rodzaju, przyszły wytwórca, aby móc rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE, musi uzyskać kilka lub wszystkie z wymienionych poniżej rozstrzygnięć:   |  |  | | --- | --- | | **Rodzaj rozstrzygnięcia** | **Organ rozstrzygający w sprawie** | | Udzielenie promesy / koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej | Urząd Regulacji Energetyki | | Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach | Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska, Wójt Burmistrz lub Prezydent miasta | | Decyzja o warunkach zabudowy | Wójt, Burmistrz lub Prezydent miasta | | Pozwolenie na budowę | Starosta | | Pozwolenie na użytkowanie | Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego |   Zgodnie z powyższym, od etapu rozpoczęcia sprawy do etapu wytwarzania energii z instalacji OZE, wnioskodawca bierze udział w licznych postępowaniach, które są prowadzone przez różne organy administracyjne. Niemniej jednak, wnioskodawca nie ma możliwości uzyskania w jednym miejscu informacji, które dotyczą całości przeprowadzanego procesu.  Art. 16 RED II stanowi, iż państwa członkowskie powołują lub wyznaczają co najmniej jeden punkt kontaktowy. Punkty kontaktowe, na żądanie wnioskodawcy, udzielają wskazówek i wsparcia w trakcie przeprowadzania administracyjnej procedury składania wniosków o zezwolenie i wydawania zezwoleń. Wnioskodawca nie ma obowiązku kontaktowania się z więcej niż jednym punktem kontaktowym podczas całej procedury administracyjnej. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę źródeł energii oraz eksploatację obiektów do celów produkcji energii ze źródeł odnawialnych i aktywów niezbędnych do ich podłączenia do sieci. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie procedury od potwierdzenia otrzymania wniosku do przesłania wyniku właściwej procedury. Punkt kontaktowy ma za zadanie przeprowadzić wnioskodawcę przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji i, w stosownych przypadkach, zapewniać udział innych organów administracyjnych. Wnioskodawcom zezwala się na składanie stosownych dokumentów również w formie cyfrowej.  Zgodnie z powyższym, zaproponowane w projekcie regulacje dotyczące KPK OZE mają na celu realizację art. 16 RED II.  **III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych**  Otoczenie regulacyjne wymiernie wpływa na warunki realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii. Jednym z najistotniejszych elementów sprawnego procesu inwestycyjnego, obok jasności i przewidywalności rozstrzygnięć administracyjnych, jest długość trwania procedur administracyjnych, która może w skrajnych przypadkach skutkować nawet wycofaniem decyzji o podjęciu decyzji o realizacji projektu. Wpływ na to mogą mieć zachodzące w międzyczasie zmiany rynkowe, zmiany regulacyjne, utrata możliwości uzyskania pomocy inwestycyjnej z programów zewnętrznych czy rozpowszechnienie bardziej nowoczesnych technologii, powodujących konieczność zmian lub większą opłacalność rozpoczęcia nowego projektu.  W zakresie procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w OZE, dyrektywa RED II stawia wymogi, do których spełnienia zobowiązane są państwa członkowskie Unii Europejskiej. Zgodnie z art. 16 ust. 4 RED II łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Dla instalacji o mocy zainstalowanej poniżej 150 kW, okres trwania procedur to maksymalnie rok – z możliwością przedłużenia o jeden rok w szczególnie uzasadnionych przypadkach. Podobnie w przypadku rozbudowy źródła energii, dyrektywa obliguje do zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń, odpowiednio wynoszącej rok – z możliwością przedłużenia o kolejny rok.  Z warunku skrócenia długości trwania procedur administracyjnych, a tym samym z wliczania do ich maksymalnego wymiaru, wyłączone są jednak obowiązki wynikające z prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia; terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur.  W warunkach polskich identyfikuje się kilka rodzajów procedur administracyjnych, które w największym stopniu wpływają na czas realizacji projektów inwestycyjnych, a przez to także oddziałują na rozwój OZE. W szczególności, należy wskazać tu na:   * wymogi środowiskowe (procedura trwająca nawet do kilkunastu miesięcy), * wymogi zagospodarowania przestrzennego (w zależności od sytuacji: przyjętego lub nieprzyjętego studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, dalej „studium” lub też miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, dalej „MPZP”) – od kilku do kilkunastu miesięcy, * czas uzyskiwania warunków przyłączenia (w zależności od kwalifikacji do grup przyłączeniowych) – niekiedy powyżej 150 dni, * czas uzyskiwania koncesji (do 6 miesięcy), * czas wydania decyzji o warunkach zabudowy (ok. 3 miesiące).   W skrajnych przypadkach poszczególne elementy procesu inwestycyjnego przekraczają dopuszczalne przez RED II maksymalne okresy niezbędne do przeprowadzenia inwestycji.  Należy też zauważyć, że status niektórych z wyżej wymienionych procedur jest różny, także w rozumieniu przepisów dyrektywy RED II. W szczególności, dotyczy to przepisów z obszaru ochrony środowiska, których długość trwania w art. 16 ust. 7 wyłączona jest spod wymogów RED II. Dlatego też implementacja przepisów RED II w zakresie procedur administracyjnych ma za cel ich odpowiednie dostosowanie – bez wpływania na zmniejszenie standardów ochrony środowiska i stosownych procedur umocowanych w prawie europejskim.  Podobnie odmienny status należy nadać szeroko pojętej procedurze planistycznej, która obejmuje tereny całych gmin, na których obowiązuje, wszystkich jej rodzajów aktywności oraz różnych rodzajów stref, nie tylko związanych z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych. Procedura przyjmowania dokumentów planistycznych jest zatem rodzajem procesu politycznego wymagającego konsensusu społecznego, nie jest więc indywidualną procedurą administracyjną *sensu stricte*.  **III.5. Partnerski handel energią (peer-to-peer) przez prosumenta**  Projekt przewiduje wdrożenie art. 2 pkt 18 oraz art. 21 pkt 2 lit. a dyrektywy RED II, które stanowią, że partnerski handel (peer-to-peer) energią odnawialną oznacza jej sprzedaż pomiędzy uczestnikami rynku:  • na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią, bezpośrednio między uczestnikami rynku albo  • pośrednio, poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator,  a także, że państwa członkowskie zobowiązane są zapewnić, by prosumenci energii odnawialnej:   * działający samodzielnie lub * za pośrednictwem koncentratorów * mieli prawo wytwarzać energię odnawialną, również na własne potrzeby, przechowywać i sprzedawać swoje nadwyżki produkcji odnawialnej energii elektrycznej, w tym m.in. poprzez ustalenia w zakresie partnerskiego handlu (peer-to-peer).   Handel energią: peer-to-peer (zwany dalej „P2P”) to nowatorski paradygmat działania systemu elektroenergetycznego, który przeczy tradycyjnym hierarchiom opartym na porozumieniach wertykalnych między dostawcami energii na poziomie detalicznym a odbiorcami (konsumentami). Partnerski handel energią to przede wszystkim horyzontalny sposób dokonywania wymiany energii między dwoma lub więcej tak zwanymi „rówieśnikami”. Liczba projektów w tym obszarze w ostatnim czasie znacznie wzrosła na całym świecie. Handel P2P energią elektryczną różni się jednak od ustalonych relacji na rynkach energii elektrycznej, które tradycyjnie mają miejsce między przedsiębiorstwami użyteczności publicznej, a biernymi odbiorcami końcowymi. Z tego powodu nie odpowiadają one obecnemu stanowi prawa i regulacji energetycznych. Mając na uwadze powyższe, konieczne jest zaprojektowanie niezbędnych ram prawnych które mogłyby umożliwić handel P2P pomiędzy jego uczestnikami.  Handel ten ma być obsługiwany przez różnego rodzaju (krajowe lub regionalne) platformy internetowe P2P, jak również przy użyciu technologii *blockchain* czy chmur obliczeniowych. Rola tego typu platform i technologii zbliżona jest do roli sprzedawcy w sektorze energii elektrycznej.  Mając na uwadze model funkcjonowania handlu P2P, dyrektywa RED II dopuszcza w tym zakresie zarówno rozwiązania polegające na „czystym” handlu peer-to-peer bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, jak i rozwiązania polegające na włączeniu „pośrednika”.  Zgodnie z przepisami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, str. 125—199) oraz procedowanego projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, wdrażającego elementy pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków, przyjęto, że rolę operatora platformy P2P może pełnić m.in. agregator. Ma to mieć miejsce chociażby w kontekście zagwarantowania ochrony odbiorców m.in. przed przerwami w dostawach energii zakupionej na platformach.  W kontekście wprowadzonych rozwiązań dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 r., należy stwierdzić, że zasadniczo powinny stymulować one rozwój P2P, jako alternatywy dla sprzedaży energii na rzecz sprzedawcy zobowiązanego, z uwagi na możliwość uzyskania lepszej ceny za sprzedawane nadwyżki energii od innego sprzedawcy lub agregatora. Obecność prosumentów na rynku jako sprzedawców bezpośrednich ma być podstawą dla działania agregatorów oferujących zakup nadwyżek energii elektrycznej.  **III.6. Odwołanie do krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030**  Zgodnie z art. 3 RED II państwa członkowskie zapewniają do 2030 roku co najmniej 32% udział [energii ze źródeł odnawialnych](https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy_en) w całkowitym zużyciu energii UE. Cel dotyczący energii ze źródeł odnawialnych obowiązujący na całym obszarze UE jest niezbędny do prowadzenia dalszych inwestycji w tym sektorze. Jednak nie zostanie on narzucony w formie celów krajowych za pośrednictwem przepisów UE. Pozostawiono państwom członkowskim swobodę w zakresie przekształcenia systemu energetycznego w sposób najlepiej dostosowany do krajowych preferencji i okoliczności. Osiągnięcie powyższego celu jest realizowane poprzez nowy system zarządzania oparty na Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, dostępny na stronie: <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>. Należy podkreślić, że w perspektywie do roku 2020 r., realizacja celu odbywała się na podstawie Krajowego Planu Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.  **IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE**  Obecnie obowiązują rozwiązania dedykowane modernizacji instalacji OZE w postaci definicji „modernizacji”, rozumianej jako wykonanie robót polegających na odtworzeniu stanu pierwotnego lub zmianie parametrów użytkowych lub technicznych instalacji OZE. Przepisy krajowe umożliwiają przeprowadzenie modernizacji w trakcie trwania okresu wsparcia, nie powodując przy tym utraty prawa do wsparcia ani zmiany jego długości. Natomiast w przypadku gdy modernizacja obejmie instalację OZE, która nie otrzymuje już żadnego wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia, w systemie aukcyjnym, dopłat do ceny rynkowej albo taryfy gwarantowanej), możliwe jest wystawienie takiej instalacji do aukcji po spełnieniu określonych warunków. Tymi warunkami są: (i) odtworzenie w wyniku modernizacji stanu pierwotnego instalacji OZE lub zmiana w wyniku modernizacji parametrów użytkowych lub technicznych, jeżeli w jego rezultacie nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej; (ii) poniesienie i udokumentowanie nakładów na modernizację takiej instalacji w wysokości nie mniej niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Katalog kosztów kwalifikowanych ma zostać określony w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw klimatu.  Co ważne, opisywane mechanizmy zostały wyłączone z notyfikacji programu pomocowego w postaci aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł, zatwierdzonego decyzją Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia 2017 r. *SA.43697 (2015/N) – Polska - aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i odbiorców energochłonnych* i dotychczas nie uzyskały odrębnej decyzji notyfikacyjnej.  Dlatego ważne jest, aby zaproponowaćnowy system dla instalacji modernizowanych – uzupełniający obowiązujące i notyfikowane systemy wsparcia.  Podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE liczony jest jako pierwsze 15 lat jej pracy. Po tym okresie konieczne jest zrealizowanie kosztownych inwestycji modernizacyjnych w celu przedłużenia czasu pracy instalacji o kolejne lata. Ponieważ wiek znacznej części działających w Polsce instalacji OZE objętych pierwszym systemem wsparcia (system świadectw pochodzenia energii z OZE został uruchomiony w październiku 2005 r.) zbliża się do tak określonego progu, w niedługim czasie konieczne będzie podjęcie inwestycji modernizacyjnych w celu zachowania tych instalacji w systemie (m.in. w celu utrzymania osiągniętego udziału OZE w zużyciu energii jako bazy dla dalszego przyrostu udziału OZE). Wprawdzie obowiązujące przepisy ustawy OZE określają zakres i sposób wspierania zmodernizowanych instalacji OZE, jednak przepisy te, ze względu na brak notyfikacji, nie znajdują zastosowania.  Z analizy kosztów modernizacji dla poszczególnych typów instalacji OZE wynika, że realizacja tego rodzaju inwestycji po wyjściu z dotychczasowego systemu wsparcia może być nieopłacalna w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych – przy obecnych kosztach paliw oraz wzroście cen materiałów i robocizny oraz braku wsparcia na inwestycje modernizacyjne. Nagły wzrost rynkowych cen energii może nie być wystarczającym czynnikiem zachęty do podjęcia inwestycji, gdyż jest on wynikiem nagromadzenia negatywnych czynników cenotwórczych (zwiększonego popytu postpandemicznego oraz agresji Rosji na Ukrainę) a nie przyczyn fundamentalnych.  Co więcej, niewprowadzenie systemu wspierania modernizacji i poprzez to nieutrzymanie istniejących już instalacji odnawialnych źródeł energii w systemie może spowodować ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu przez nowe instalacje o znacznie wyższych kosztach budowy.  Wprowadzenie systemu modernizacji jest zatem konieczne dla utrzymania już osiągniętego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, wymaganym przez Dyrektywę RED II, dzięki czemu odbiorca końcowy nie będzie musiał ponosić pełnych kosztów budowy nowych inwestycji.  **V. Systemy wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia**  Równolegle do systemu modernizacji instalacji OZE istnieje potrzeba wdrożenia systemu wsparcia operacyjnego, lecz ograniczającego nakłady na przeprowadzenie niezbędnych inwestycji do poziomu niższego niż 25% nakładów na budowę nowej referencyjnej instalacji OZE.  System ten umożliwiałby pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia inwestycyjnego. Bez uzyskania projektowanej pomocy wytwórcy energii w ww. instalacjach nie byliby w stanie utrzymać zdolności produkcyjnych instalacji OZE po zakończeniu okresu wsparcia, co byłoby niekorzystne ze względów ochrony środowiska, w tym konieczności zwiększania ambicji w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz konieczności utrzymania osiągniętego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto.  Wsparcie powinno dotyczyć uzasadnionych kosztów operacyjnych zapewniających rentowność produkcji energii poprzez pokrycie różnicy pomiędzy kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej.  Podstawowe cechy systemu wsparcia operacyjnego (wsparcia operacyjnego)   1. Ze wsparcia może korzystać wytwórca energii w instalacji OZE, dla której upłynął 15-letni okres „pierwotnego” wsparcia w ramach systemu świadectw pochodzenia, FIT, FIP lub aukcyjnego; 2. Wsparcie nie może być łączone dla tego samego okresu z innym wsparciem operacyjnym (w tym np. rynek mocy, wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji); 3. Wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i nie podlega regule kumulacji (wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z obu instrumentów); 4. Poziom wsparcia dla instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW określany jest dla trzech technologii: elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii. Wsparcie jest udzielane wytwórcom na zasadzie taryfy gwarantowanej. 5. W przypadku instalacji o mocy większej niż 1 MW wsparcie udzielane jest formie kontraktu różnicowego realizowane w oparciu o ofertę złożoną w aukcji dla cen referencyjnych przypisanych do koszyków technologiczno-mocowych. Wsparciem w tym systemie poza elektrowniami wodnymi, biogazowymi i dedykowanymi instalacjami spalania biomasy objęte są również układy hybrydowe, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego oraz instalacje termicznego przekształcania odpadów.   Co kluczowe, w przypadku niewprowadzenia systemu wsparcia operacyjnego instalacje, dla których nie ma ekonomicznego uzasadnienia przeprowadzania modernizacji czy znacznej modernizacji, co może w szczególności dotyczyć energetyki wodnej, mogą nie być w stanie pokryć kosztów operacyjnych tylko z przychodów pochodzących z rynku energii.  Sytuacją ze wszech miar niekorzystną, zarówno w wymiarze lokalnym jak i ze względu na zobowiązania wynikające z podwyższania ambicji międzynarodowych w zakresie celów OZE i redukcji emisji CO2 byłoby zatrzymanie działalności wytwarzania energii elektrycznej w takich instalacjach. Co więcej, wstrzymanie wytwarzania energii w istniejących instalacjach OZE może wymusić konieczność zwiększenia produkcji energii w instalacjach konwencjonalnych.  Celowym zatem jest wprowadzenie sytemu, dzięki któremu wytwórcy posiadając perspektywę stabilnych przychodów przez kolejne lata, podejmą decyzję o kontynuowaniu działalności wytwórczej w instalacji OZE.  W sytuacji rynkowej, która zaistniała w 2022 roku zakłada się, że znacząca większość instalacji osiąga przychody zapewniające ich stabilne funkcjonowanie bez konieczności dodatkowego wsparcia operacyjnego. W związku z tym ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis do 1 lipca 2025 roku, jednocześnie pozostając przy obserwacji sytuacji rynkowej, której zmiana mogłaby wpłynąć na skrócenie lub wydłużenie wspomnianego wyżej vacatio legis.  **VI. Hybrydowe instalacje OZE**  Rozwój odnawialnych źródeł energii powoduje coraz większe wyzwanie po stronie operatorów z bilansowaniem systemu i dyspozycyjnością jednostek wytwórczych wytwarzających tzw. zieloną energię. Ma to szczególną wagę w warunkach krajowych, ze względu na strukturę mocy zainstalowanej przeważającą w Polsce i coraz większym udziale mocy zainstalowanych w źródłach pogodowozależnych, takich jak, w szczególności, wiatru na lądzie lub fotowoltaiki.  W związku z coraz ambitniejszymi celami Polski w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, a także rozwojem technologii magazynowania energii pozwalających na rozciągnięcie możliwości dysponowania mocą instalacji także poza czas bezpośredniego wytwarzania energii w tej instalacji, np. w warunkach bezwietrznych lub po zmroku, istnieje konieczność dostosowania regulacji dotyczących hybrydowych instalacji OZE. Instalacje hybrydowe OZE uczestniczące w aukcjach będą charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok  **VII. Pozostałe regulacje**  **Zmiany w przepisach dot. systemów wsparcia OZE**  Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego  Obecne przepisy ustawy OZE zakładają, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Takie rozwiązanie nie pozwala na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną.  Należy jednocześnie zaznaczyć, że odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach systemów FIT/FIP, o których mowa w art. 70a–70f ustawy OZE. W ocenie ustawodawcy regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego.  Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie  Do Ministerstwa Klimatu i Środowiska zgłaszane są wątpliwości interpretacyjne w przypadku przepisów ustawy OZE dotyczących wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie w danym okresie rozliczeniowym.  Mając na uwadze powyższe proponuje się doprecyzowanie wzoru wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE.  Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców.  Z uwagi na zidentyfikowane problemy w zakresie spełniania warunków do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemów FIT/FIP, polegające na braku możliwości wykonania przez wytwórców zobowiązań ustawowych z powodów przez nich niezawinionych, proponuje się wprowadzenie przepisu (art. 83 ust. 5), który pozwoli zapobiec takim przypadkom, wskazując przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie określonych przypadków uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym lub terminu na rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemów FiT/FiP.  **Krajowy plan na rzecz energii i klimatu**  Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne mają na celu uregulowanie kwestii związanych z wypełnianiem obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu*, w zakresie opracowania integrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu. Dokument przedstawia m.in. krajową kontrybucję do realizacji celów klimatyczno-energetycznych oraz zawiera założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji 5 wymiarów unii energetycznej: 1 - bezpieczeństwa energetycznego; 2 - obniżenia emisyjności; 3 - efektywności energetycznej; 4 - wewnętrznego rynku energii; 5 - badań naukowych, innowacji i konkurencyjności. Nowe przepisy regulują kwestie podmiotu odpowiedzialnego za opracowanie i aktualizację zintegrowanego krajowego planu, jego projektu oraz sprawozdawczość.  Wobec powyższego, rekomendowanym narzędziem interwencji celem rozwiązania wskazanych problemów jest opracowanie stosownego projektu ustawy. Nie jest możliwe zastosowanie innego rozwiązania niż podjęcie prac legislacyjnych. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Jak wskazano wyżej, proponowanym narzędziem interwencji do rozwiązania problemów, które zostały zidentyfikowane i opisane w pkt 1 OSR jest nowelizacja ustawy OZE oraz innych ustaw.  **I. Biometan**  Proponowanym rozwiązaniem problemów, które zostały zidentyfikowane i opisane w pkt 1 OSR dotyczącym rozwoju rynku biometanu oraz proponowanym narzędziem interwencji jest nowelizacja obowiązujących aktów prawnych dot. OZE oraz ustawy – Prawo energetyczne.  Propozycją rekomendowaną w zakresie zapewnienia dynamicznego rozwoju sektora wytwarzania biometanu jest, przede wszystkim, wprowadzenie rozwiązań prawnych w zakresie opracowania procedur administracyjnych dotyczących rejestrowania i monitorowania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu.  Szczegółowy zakres zmian ujętych w projekcie ustawy stymulujących rozwój sektora biometanu obejmuje:   * wprowadzenie definicji biometanu oraz wyłączenie pojęcia biogaz rolniczy z definicji biogazu; w związku z wprowadzeniem pojęcia biometan – wprowadzono również zmiany w ustawie – Prawo energetyczne w zakresie pojęcia: paliwo gazowe; * określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu z biogazu – poprzez utworzenie „rejestru wytwórców biogazu” prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”; * rozszerzenie zakresu rozdziału 3 ustawy OZE (zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biopłynów oraz wytwarzania biogazu rolniczego lub biopłynów) o zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego – art. 24 ustawy OZE i kolejne, w szczególności poszerzenie zakresu podmiotowego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o wytwórców biometanu z biogazu rolniczego; * poszerzenie obszaru działalności spółdzielni energetycznych o możliwość wytwarzania biometanu; * uchylenie przepisów dotyczących wniosku o wydanie urzędowego potwierdzenia efektu zachęty (art. 47a ustawy OZE) oraz przepisów mówiących o świadectwie pochodzenia biogazu rolniczego (art. 48 ustawy OZE i kolejne); * wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla biometanu i poszerzenie zakresu przedmiotowego rejestru gwarancji pochodzenia o dane dotyczące gwarancji pochodzenia biometanu.   Wprowadzenie definicji pojęć oraz procedur umożliwiających prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu  Istotną kwestią, mającą na celu uporządkowanie formalno-prawne rozwoju sektora biometanu jest wprowadzenie definicji biometanu, obejmującej biogaz, biogaz rolniczy oraz poddawany procesom oczyszczania w celu uzyskania odpowiednich parametrów jakościowych w zależności od końcowego wykorzystania tego paliwa jak również sposobu jego transportowania. Zaproponowana definicja, w przypadku biometanu wprowadzanego do sieci gazowych, powoduje obowiązek dostosowania parametrów jakościowych biometanu z wymaganiami w tym zakresie wskazanymi w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W konsekwencji, pozwala to na dokonanie harmonizacji wymogów dla nowego rodzaju paliwa gazowego stosowanego w sieciach gazowych. Celem tego jest ułatwienie prowadzenia działalności gospodarczej, w tym, m.in. usprawnienie i ujednolicenie procedur związanym z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączy do sieci gazowej.  Konsekwencją wprowadzenia definicji biometanu w projekcie ustawy jest wprowadzenie przepisów określających zasady prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu, z wyraźnym rozdzieleniem tej działalności na dwa obszary, które zostały uzależnione od rodzaju surowca wykorzystywanego do wytwarzania biometanu, tj. biogazu (podlegającego wpisowi do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE) oraz biogazu rolniczego (podlegającego wpisowi do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, zwanego dalej „KOWR”). Dodatkowo doprecyzowano, że działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.  Zaproponowane podejście, z jednej strony upraszcza obowiązki spoczywające na wytwórcach biometanu, w stosunku do wymogów, wobec których istnieje obowiązek uzyskania koncesji, zaś z drugiej umożliwia rejestrowanie i monitorowanie rynku przez organy administracji państwowej w sposób uporządkowany. W połączeniu z przepisami w zakresie kar za naruszenie obowiązków rejestracyjnych oraz przepisami określającymi zakres wymagań sprawozdawczych, projekt przepisów wprowadza spójny system umożliwiający sprawowanie nadzoru nad sektorem – co jest szczególnie istotne w kontekście planowanych programów pomocowych oraz wiarygodności danych uwzględnianych do monitorowania poziomu udziału OZE przedkładanych do Komisji Europejskiej.  Oczekiwanym efektem przyjęcia ww. rozwiązań dotyczących doprecyzowania zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu, poza ujednoliceniem procedur, będzie zwiększenie przejrzystości prowadzenia tego typu działalności gospodarczej, co w przyszłości przyczyni się do wzrostu zainteresowania ze strony inwestorów.  Usprawnienia w zakresie postępowań związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączania instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej  Projekt zawiera rozwiązania, których wejście w życie będzie korzystnie wpływać na ilość pozytywnych decyzji w sprawie określenia warunków przyłączenia instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej. Wprowadzenie definicji biometanu ze wskazaniem możliwości jego wprowadzenia do sieci gazowych należy rozpatrywać łącznie z obowiązkiem określenia parametrów jakościowych dla tego paliwa gazowego w ramach delegacji do wydania rozporządzenia na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Usprawnienie i ujednolicenie procedur związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączy do sieci gazowych polega w tym przypadku na zapewnieniu zharmonizowanego podejścia w zakresie wymaganego przez każdego operatora sieci gazowej zestawu parametrów jakościowych jakie należy spełnić, aby biometan mógł być wprowadzany do tej sieci.  Zaproponowane rozwiązanie jest efektem przeprowadzonej analizy dotychczasowej sytuacji w zakresie warunków przyłączenia do sieci gazowej udzielanych potencjalnym inwestorom, które znacznie się różniły w przypadku poszczególnych operatorów sieciowych a nawet poszczególnych lokalizacji sieciowych znajdujących się w gestii pojedynczego operatora.  Kolejnym rozwiązaniem usprawniającym proces pozyskiwania pozytywnej decyzji w sprawie określenia warunków przyłączenia do sieci gazowej, jest wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne przepisu, zgodnie z którym w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, operator sieciowy jest zobowiązany wskazać wnioskodawcy najbliższą lokalizację, w której takie przyłączenie jest możliwe.  Zaproponowane rozwiązania nie wpłyną na tempo przebiegu procesu decyzyjnego dotyczącego postepowań w sprawie przyłączy (liczony w dniach), natomiast z pewnością zapewni większą transparentność procesu umożliwiając efektywniej zaplanować podejmowane działania poszczególnym inwestorom.  W celu wypracowania kolejnych, systemowych rozwiązań, mających na celu zapewnienie efektywnej integracji zakładów wytwarzających biometan z sieciami gazowymi, prowadzone są aktualnie prace grup roboczych powołanych w ramach działań związanych z budową Partnerstwa dla sektora gazowego w Polsce.  Wpływ rozwiązań dotyczących rozwoju sektora biometanu na strukturę realizacji celów OZE do roku 2030  W celu dokonania oceny wpływu przyjętych rozwiązań dotyczących sektora biometanu na planowany w roku 2030 mix energetyczny Polski należy przede wszystkim uwzględnić aktualną prognozę dotyczącą zużycia energii ze źródeł odnawialnych, zawartą w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu (dalej: „KPEiK”), w zał. 2 *Ocena skutków planowanych polityk i środków.* Ponieważ dokument w wersji 5.2. datowany z dnia 18 grudnia 2019 r. powstał przed przyjęciem proponowanej strategii w zakresie rozwoju sektora biometanu, w związku z powyższym należy założyć, że rozwój tego sektora będzie miał pozytywny wpływ na planowany dotychczas mix energetyczny kraju.  Wykorzystanie biometanu w sektorze transportu, przy założeniu stosowania surowców z zał. IX dyrektywy RED II, uprawniać będzie do tzw. podwójnego zaliczenia do NCW i pozwalać na wykonanie celów w zakresie *advanced biofuels*, szacowanych w 2030 r. na poziomie 418 ktoe. Należy się spodziewać, iż wykorzystanie biometanu w sektorze transportu nie spowoduje wzrostu realizacji celu OZE w transporcie ponad poziomy obowiązków wynikających z RED II, ale w sposób istotny wpłynie na strukturę realizacji tego celu w kraju, umożliwiając ograniczenie stosowania innych biokomponentów (np. HVO), których dostępność w perspektywie kolejnych lat może być ograniczona – podobnie jak to miało miejsce w roku 2020. Jednocześnie, szczegółowe przepisy dotyczące zasad wykorzystania biometanu do celów transportowych, w tym poziomów obowiązków w tym zakresie nakładanych na podmioty realizujące NCW będą określone w przepisach ustawy nowelizującej ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.*  **II. Instrumenty promowania rozwoju klastrów energii**  W latach 2017-2018 Ministerstwo Energii przeprowadziło dwa konkursy na Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii. W obu przeprowadzonych edycjach konkursu wyróżniono 66 klastrów energii, które wpisane zostały na Listę Pilotażowych Klastrów Energii. Jednocześnie, Krajowa Izba Klastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii (dalej: „KIKEiOZE”) szacuje, iż na rynku można aktualnie wyodrębnić 60 działających klastrów energii. Jednocześnie zapowiedź nowelizacji ustawy OZE pobudziła rynek, przez co widoczna jest w tym sektorze większa aktywność niż dotychczas. Zgodnie z założeniami, w kolejnych latach będzie powstawało średnio ok. 25 klastrów rocznie. W efekcie, zgodnie z założeniami projektu ustawy, do roku 2029 w Polsce powstanie ok. 300 klastrów.  Kontynuując promowanie rozwoju klastrów energii, projekt ustawy w tym obszarze obejmuje:   * ustanowienie czytelnych zasad zawierania porozumienia o utworzeniu klastra energii oraz zmianę definicji klastra energii; * doprecyzowanie przepisów określających zakres podmiotowy, przedmiotowy oraz obszar działalności klastra energii; * dodanie celu działania klastra energii; * stworzenie rejestru klastrów energii oraz określenie zasad jego funkcjonowania; * zapewnienie warunków rozwoju klastrów energii poprzez wprowadzenie mechanizmu premiowania zużywania na własne potrzeby energii wytworzonej przez członków klastra energii; * ułatwienie współpracy poszczególnych członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych poprzez określenie szczególnych zasad tej współpracy; * określenie wymagań, których spełnienie przez klaster energii umożliwiać będzie skorzystanie ze zwolnienia z opłat określonych w ustawie oraz z preferencyjnego sposobu rozliczeń (wymagania w zakresie stopnia pokrycia w ciągu roku łącznych potrzeb własnych członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, łącznej mocy magazynów energii na określonym w ustawie poziomie, a także wymóg, aby co najmniej 30%, zaś od 1 stycznia 2027 r. co najmniej 50%, energii wytwarzanej w klastrze energii pochodziło z OZE).   Podstawowy mechanizm preferencji dla klastrów energii będzie obejmował zwolnienia z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej, akcyzy oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej z OZE przez członków klastra energii i pobranej przez członków klastra energii dla każdej godziny okresu rozliczeniowego. Mechanizm będzie funkcjonował od 2 lipca 2024 roku do dnia 31 grudnia 2029 r. i będzie uzależniony od wykazania spełnienia warunków wskazanych w ustawie. Termin wejścia w życie przepisów o wsparciu został dostosowany do terminu wejścia w życie CSIRE.  Jednocześnie, dla członków klastrów energii, które wykażą wyższy poziom zużycia własnego tj. powyżej 60%, przewidziany jest dodatkowy instrument wsparcia obejmujący upust od zmiennych składników taryfy dystrybucyjnej, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej Planowany w projekcie ustawy instrument wsparcia zakłada 5% upust przy osiągnieciu zużycia własnego powyżej 60%. Wraz ze wzrostem a o kolejne 10% członkowie klastra energii uzyskują dodatkowe 5%. W przypadku 100% zużycia własnego upust ten wynosi 25%.  Projektowane zmiany przyczynią się ponadto do zrealizowania celów wskazanych w dokumentach strategicznych kraju, takich jak Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) oraz Polityka energetyczna Polski do roku 2040 (PEP 2040).  Źródłem informacji o problemie jest przegląd obowiązujących przepisów prawa unijnego i krajowego, przeprowadzone analizy robocze, uwagi organów administracji państwowej jak również wystąpienia organizacji branżowych.  Szacując możliwości budowy źródeł wytwórczych w klastrze energii uwzględnia się szereg elementów, z których do najważniejszych należą:   * analiza komplementarności celów i kierunków działania klastra energii z obowiązującymi dokumentami regionalnymi i krajowymi wyznaczającymi cele i kierunki działań związanych z polityką energetyczną i klimatyczną na poziomie regionalnym oraz krajowym; * ocena istniejącego potencjału klastra energii oraz posiadanej infrastruktury technicznej; * analiza ilościowa odbiorców energii na obszarze działania klastra energii; * zewnętrzni dostawcy surowców energetycznych i paliw; * analiza obecnie realizowanych przez członków klastra energii działań i projektów; * projekty inwestycyjne planowane do realizacji w klastrze energii; * analiza możliwości implementacji systemów magazynowania energii; * magazyny energii w postaci akumulatorów połączonych z instalacjami PV; * możliwości magazynowania energii w samochodach elektrycznych w ramach klastra; * wykorzystanie możliwości akumulowania energii w ciepłej wodzie użytkowej w ramach klastra; * możliwości akumulowania energii w ogrzewaniu budynków w ramach klastra; * posiadanie przez członków klastra sezonowych magazynów ciepła; * możliwości–wykorzystania magazynowania energii w wodorze ramach klastra; * inteligentne sieci - efektywniejsze rozkładanie zapotrzebowania na energię, zarządzanie energochłonnymi procesami; * weryfikacja, który rodzaj magazynowania energii będzie odpowiedni dla poszczególnych obiektów; * sposób uregulowania kwestii korzystania z sieci dystrybucyjnych na rzecz klastra energii (umowa z OSD); * istniejąca infrastruktura energetyczna i ciepłownicza na terenie klastra energii; * bilans energetyczny klastra energii; * analiza zapotrzebowania klastra energii na energię; * wolumen aktualnych jednostek wytwórczych OZE działających w ramach klastra; * potencjał OZE możliwy do zainstalowania na terenie działania klastra energii.   **III. 1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie**  W ustawie o odnawialnych źródłach energii doprecyzowuje się przepisy, dotyczące pierwszeństwa zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wprowadza się zasady wydawania i rozliczania gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu z OZE w celu wypromowania i zainteresowania ekologicznymi dostawami ciepła.  W ustawie - Prawo energetyczne wprowadza się zaostrzone warunki obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej oraz warunki odłączania się od sieci systemu nieefektywnego energetycznego, co jest wymogiem dyrektywy RED II.  Z powyższym związana jest wprowadzona sprawozdawczość dystrybutora ciepła nt. spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz o ilości ciepła z różnych źródeł wprowadzonego do sieci ciepłowniczej, co jest konieczne w celu określenia czy system ciepłowniczy spełnia kryteria systemu efektywnego energetycznie lub czy spełni je do końca 2025 r.  Powyższe wiąże się z wprowadzeniem przepisu dotyczącego uzgodnienia przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dostaw ciepła. Wprowadza się obowiązek operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania w celu weryfikacji, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów, aniżeli rozwiązania alternatywne. Usankcjonowano możliwość odłączenia się od systemu ciepłowniczego przez odbiorcę, który będzie korzystał z w celu ogrzewania z odnawialnych źródeł energii, przy czym odłączenie takie będzie mogło zostać zrealizowane jedynie w przypadku systemu ciepłowniczego, który nie posiada i nie osiągnie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w terminie do końca 2025 roku. Jednocześnie przewidziano możliwość obciążenia odłączającego się odbiorcy kosztami wynikającymi z konieczności likwidacji samego przyłącza oraz niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.  W zakresie informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym przewidziano nałożenie na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązków polegających na publikowaniu na stronie internetowej odpowiednich danych.  W przypadku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych, przewiduje się nałożenie na operatorów dystrybucyjnych systemów elektroenergetycznych obowiązku przeprowadzenia co 4 lata stosownej analizy w tym zakresie.  W odniesieniu do krajowego celu w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz orientacyjnej trajektorii udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie należy zauważyć, że te wielkości określone zostały w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu, wydawanym zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu. Na ministra właściwego do spraw klimatu przewiduje się nałożenie obowiązku monitorowania realizacji powyższego celu.  W zakresie obowiązku publikowania wykazu środków i podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001, proponuje się, aby obowiązek taki spoczywał na ministrze właściwym do spraw klimatu, który dane te będzie publikować na swoich stronach Biuletynu Informacji Publicznej.  W ustawie – Prawo energetyczne, w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego, zapewnia się zwrot z kapitału zaangażowany w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu 7%. Tego rodzaju zachęta spowoduje korzyść zarówno dla środowiska poprzez redukcję emisji spowodowanej spalaniem paliw kopalnych, a przede wszystkim węgla kamiennego, jak i dla korzyści ekonomicznej odbiorców, bowiem redukcja kosztów emisji jest większa niż koszt zwiększonej – ponad uznawaną aktualnie w taryfach (4,8%) przez Prezesa URE stopę zwrotu z kapitału. Skumulowana wartość oszczędności odbiorców w perspektywie 10 lat wynosi blisko 1,3 mld zł.  Zagwarantowanie 7% stopy zwrotu z kapitału jest tylko jednym ze składników planowanych przychodów ujmowanych w taryfie dla ciepła, natomiast wynikające z promowanych inwestycji odejście od spalania paliwa węglowego ma zapewnić zredukowanie emisji dwutlenku węgla, które kosztowo jest pięciokrotnie wyższe niż cała kwota zwrotu z kapitału. Przy uwzględnieniu zmienności innych składników kosztowych w taryfie dla ciepła oraz założeniu planowanego wzrostu udziału ciepła z OZE o 1 p.p. r/r – dla odbiorcy ciepła, w tym dla gospodarstw domowych – opłaty za ciepło będą neutralne lub korzystne z powodu zagwarantowania stopy zwrotu z kapitału na poziomie 7%, na co wskazuje tabela 1 w załączniku 5 niniejszej Oceny Skutków Regulacji.  Zwalnia się także z obowiązku przedstawienia taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE w części dotyczącej źródeł do 5MW mocy zainstalowanej, które charakteryzują się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8, a ciepło wytworzone stanowi nie mniej niż 60 % OZE.  W ustawie – Prawo energetyczne uwzględnia się także możliwość odejścia przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji od sposobu kształtowania taryf w sposób uproszczony, jednak z konsekwencją braku możliwości zmiany przyjętego kosztowego kształtowania taryfy dla ciepła.  **III.2. Gwarancje pochodzenia**  Implementacja dyrektywy RED II wymaga nowelizacji przepisów w szczególności w poniższych obszarach:   1. Przystąpienie Prezesa URE, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do stowarzyszenia AIB, zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia, a w konsekwencji synchronizacja polskiego rejestru z HUB-em prowadzonym przez AIB oraz standardem European Energy Certificate System (EECS). 2. Należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia wobec producenta, który otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia. 3. Uwzględnienie w krajowym porządku prawnym wymogów normy CEN - EN 16325 po jej aktualizacji i zatwierdzeniu. 4. Rozszerzenie rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii („TGE”) o nowe nośniki energii: gaz z odnawialnych źródeł (biometan, biogaz, biogaz rolniczy), w tym wodór odnawialny, ciepło oraz chłód. 5. Dostosowanie funkcjonalności rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez TGE do nowych przepisów.   Ad. 1.  Brak członkostwa Polski w AIB, obok kwestii czysto formalnych – ograniczających możliwość wymiany gwarancji pochodzenia w ujęciu międzynarodowym, dla niektórych potencjalnych inwestorów zagranicznych może stanowić także czynnik decydujący o atrakcyjności inwestycji w Polsce. Coraz więcej przedsiębiorstw, dbając o swój wizerunek, chce komunikować na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych. Środkiem niezbędnym do zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia jest przystąpienie do AIB.  Członkostwo w AIB pociąga za sobą konieczność poniesienia kosztów administracyjnych. Koszty te są proporcjonalne do wolumenu wymiany międzynarodowej gwarancji z danego kraju i mogą wynieść od 6 000 EUR (<4 TWh) do 77 600 EUR (> 8 TWh) rocznie. Warto podkreślić, że koszty składki członkowskiej nie są stałe i ulegają zmianom, a podane powyżej dane są aktualne na miesiąc grudzień 2022 r. Z uwagi na wolumen obrotu na TGE przekraczający 10 TWh, składka byłaby wyższą z podanych powyżej wartości.  Proponuje się, aby pokrycie kosztów uczestnictwa w AIB odbywało się ze środków podmiotu prowadzącego rejestr gwarancji pochodzenia, w szczególności z wpływów pochodzących od uczestników wymiany gwarancji pochodzenia.  Uczestnictwo Polski w AIB wygeneruje korzyści związane z zagospodarowaniem dodatkowego popytu na gwarancje pochodzenia, co spowoduje osiągnięcie wyższych przychodów z ich sprzedaży przez polskich wytwórców. Tym samym, w szczególności dla wytwórców lub części energii nie objętej operacyjnym systemem wsparcia, byłaby to szansa na zwiększenie wynagrodzenia z rynku za korzystanie z technologii OZE. W konsekwencji, podniesie to także atrakcyjność powstawania instalacji OZE i korzystania z mechanizmów rynkowych, zarówno co do ceny energii elektrycznej jak i możliwości uzyskania dodatkowych przychodów w postaci gwarancji pochodzenia dla tych instalacji OZE lub tej części energii pochodzącej z instalacji OZE, które pozostają poza systemem wsparcia.  Jednym z podstawowych wymogów uczestnictwa Polski w AIB jest obliczanie i publikowanie rocznego miksu energii resztkowej, rozumianego, jako całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego z wyłączeniem części objętej umorzonymi gwarancjami pochodzenia. Bilans sporządzany jest do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Z kolei do dnia 30 kwietnia określone podmioty (Prezes URE, PSE), które są w posiadaniu danych o wytworzonej i wprowadzonej do sieci (lub wprowadzonej w inne miejsce niż sieć) energii elektrycznej, przekazują te dane wraz z ilością energii elektrycznej (wyrażoną w MWh) importowanej i eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi poszczególnych krajów.  Ad. 2.  Dyrektywa RED II w art. 19 st. 2 przewiduje, że „*Państwa członkowskie zapewniają, aby w przypadku gdy producent otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia, wartość rynkowa gwarancji pochodzenia dla tej samej produkcji była należycie uwzględniana w danym systemie wsparcia.*”.  Ewentualne przychody uzyskane z tytułu obrotu gwarancji pochodzenia, dla instalacji lub części energii objętej wsparciem, nie powinny przewyższać dopuszczalnego poziomu wsparcia. Wobec tego proponuje się, aby systemy oparte o stałą cenę, lub stałą dopłatę do ceny rynkowej były wyłączone spod możliwości otrzymywania pomocy. Dzięki takiemu rozwiązaniu zmitygowane zostanie ryzyko nadwsparcia w takich systemach jak obowiązujący system taryf gwarantowanych (feed-in-tariff - FiT) i dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium – FiP). Przyznanie gwarancji pochodzenia jednocześnie powinno wprowadzić pozytywny bodziec rynkowy dla energii ze źródeł OZE, nieobjętej systemem wsparcia.  Rozwiązanie alternatywne, tj. odejmowanie ceny gwarancji pochodzenia od uzyskanego wsparcia, oprócz braku bodźca ekonomicznego do korzystania z systemu gwarancji pochodzenia, pociągałoby za sobą dodatkowe obciążenie administracyjne związane z tym procesem.  Ad. 3  Należy odnotować, że zgodnie z art. 19 ust. 6 dyrektywy, „(…) *Państwa członkowskie i wyznaczone właściwe organy zapewniają, aby wymogi, które nakładają, były zgodne z normą CEN – EN 16325”*.  Co istotne, norma w związku ze wskazanym powyżej przepisem dyrektywy, będzie określała ustandaryzowane ramy funkcjonowania systemów gwarancji pochodzenia, z uwzględnieniem nowych nośników energii, czyli gazu z OZE oraz energii ciepła i chłodu.  Norma dostarczy szczegółowych, technicznych rozwiązań w zakresie funkcjonowania nowych lub rozszerzonych rejestrów gwarancji pochodzenia specyficznych dla dokonywanego rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia.  Ad.4  RED II zmienia zakres dotąd wydawanych gwarancji pochodzenie i powoduje uwzględnienie w krajowym porządku prawnym nowych rodzajów paliw, dla których mogą być wydawane gwarancje pochodzenia (gaz z odnawialnych źródeł energii [biometan, biogaz, biogaz rolniczy, wodór odnawialny] oraz energia ciepła i chłodu). Powoduje także wprowadzenie specyficznych rozwiązań dla nowych nośników energii, dla których mogą być wydawane gwarancje pochodzenia, między innymi w zakresie zasad weryfikacji wprowadzania energii do sieci lub dostarczania za pośrednictwem innych nośników oraz zasad raportowania i ewentualnej odpowiedzialności z tego tytułu.  Ad. 5  Konieczne jest dostosowanie rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez TGE do uwarunkowań RED II. Gwarancja pochodzenia może podlegać przeniesieniu na rzecz innego podmiotu w okresie dwunastu miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania energii elektrycznej, objętej wnioskiem o jej wydanie, przy czym jej umorzenie może nastąpić także w okresie kolejnych sześciu miesięcy. Konieczne jest uszczelnienie procesu przekazywania i zbierania danych dotyczących gwarancji pochodzenia wprowadzanych do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz przenoszonych na rzecz innych podmiotów. Innym elementem jest nałożenie na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązku publikacji rocznych bilansów dotyczących gwarancji podlegających transferom transgranicznym i bilansów dotyczących umorzonych gwarancji pochodzenia.  **III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE**  Celem ustanowienia KPK OZE jest ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań dla wytwórców energii z OZE w zakresie wydawania pozwoleń i niektórych innych procedur administracyjnych oraz poprawa dostępu do porad związanych z prowadzonymi postępowaniami administracyjnymi.  Proponuje się, aby regulacja dotycząca KPK OZE została umieszczona w ustawie OZE.  Szczegółowe założenia planowanej ustawy w zakresie KPK OZE   * Tworzy się jeden elektroniczny Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, powiązany organizacyjnie z ministrem właściwym ds. klimatu. * KPK OZE, jako punkt elektroniczny, znajdować się będzie na stronie internetowej z domeną gov.pl właściwą dla obsługi urzędu administracji rządowej kierowanego przez ministra właściwego ds. klimatu. Takie usytuowanie KPK OZE ma za zadanie skorzystanie z funkcjonującej i popularnej strony internetowej dobrze pozycjonowanej w wyszukiwarkach internetowych. Co więcej, to rozwiązanie zapewnia bezpieczeństwo, iż wnioskodawcy korzystają z oficjalnego punktu, na którym dodawane są tylko wiarygodne i sprawdzone treści. * KPK OZE stanowi platformę informacyjną dla wnioskodawców. Punkt ten powinien być postrzegany jako pierwszy punkt kontaktowy, w którym wnioskodawca może znaleźć informacje na temat tego, jakie pozwolenia są wymagane dla jego projektu i w jaki sposób te procedury są przeprowadzane, czyli np.: * sposób załatwienia sprawy (listownie lub elektronicznie), * podstawowe informacje, które powinien wiedzieć wnioskodawca przed rozpoczęciem postępowania, * warunki, które trzeba spełnić, aby przystąpić do danego postępowania, * czas w jakim należy załatwić sprawę, * organ, właściwy do realizacji sprawy (z możliwością wyszukania za pomocą wpisania nazwy miejscowości lub   kodu pocztowego),   * opis czynności jakie musi spełnić wnioskodawca krok po kroku, * przedstawienie czynności wykonywanych przez organ wydający rozstrzygnięcie, * koszt postępowania, * czas trwania postępowania, * odwołanie się od rozstrzygnięcia. * Informacje, o których mowa w ww. punkcie, mogą zostać zawarte bezpośrednio na stronie KPK OZE, jak również powyższa strona powinna za pomocą bezpośrednich linków przeprowadzić wnioskodawcę do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego, który, ze względu na swoją właściwość, opisuje powyższe informacje w sposób bardziej szczegółowy. Zawarte na ww. stronach internetowych dane muszą być opisane w sposób dokładny i przejrzysty. Muszą również w sposób jednoznaczny wskazywać na organ merytoryczny właściwy w sprawie, do którego należy kierować pytania bardziej szczegółowe. * Za pomocą strony internetowej KPK OZE może świadczyć usługi, w ramach których wnioskodawca, będzie mógł uzyskać odpowiedź na swoje ogólne zapytania, które dotyczą informacji zawartych na stronie. W przypadku pytań bardziej szczegółowych, które wychodzą poza zakres informacji zawartych na stronie internetowej KPK OZE przekazuje te zapytania do właściwego organu merytorycznego z prośbą o przesłanie do KPK OZE odpowiedzi. * Na stronie internetowej KPK OZE udostępniony zostanie podręcznik procedur dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej ze szczególnym podziałem na mikroinstalacje OZE oraz instalacje o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW. * W ramach dodatkowych zadań, KPK OZE może umożliwić dostęp do uzyskania przez wnioskodawców zindywidualizowanych porad dotyczących procedur. * Oszacowanie obciążenia strony internetowej oraz wskazanie ilości potencjalnych zainteresowanych informacjami znajdującymi się na stronie internetowej KPK OZE w podziale na 2 grupy docelowe: * pierwszą grupą są prosumenci energii odnawialnej, grupa najliczniejsza, jednak nie wymagająca, jeśli chodzi  potrzebę uzyskania, informacji dotyczących procedur. W 2020 roku przyłączono do sieci ok. 300 tysięcy mikroinstalacji o mocy 2014,8 MW. Oznacza to, iż informacje zawarte na stronie KPK OZE dotyczące mikroinstalacji będą skierowane do 300 tysięcy osób rocznie przy obecnej dynamice rozwoju sektora; * drugą grupą są wytwórcy produkujący energię z instalacji OZE innych niż mikroinstalacje. Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki ,wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. takich instalacji było 2712. Z kolei wg stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. ilość tych instalacji wynosiła 3240. Oznacza to, że w ciągu 2020 r. przyłączono do sieci 528 instalacji OZE, których każdorazowo łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW.   **III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych**  Aby spełnić obowiązki określone w RED II konieczne jest podjęcie działań umożliwiających przyspieszenie inwestycji w odnawialne źródła energii. W celu przyspieszenia inwestycji w OZE należy jednak usprawnić także procedurę przyjmowania gminnych dokumentów planistycznych tj. studium oraz miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP), które pomimo tego, że są rodzajem procesu politycznego, będącego emanacją samorządności społeczności lokalnej, to jednak w wielu przypadkach stanowi najdłuższy z etapów – bezpośrednio wpływających na długość trwania procesu inwestycyjnego. W tym miejscu należy zaznaczyć, że w ramach administracji rządowej prowadzone są prace nad ograniczeniem długości i istniejącej dotychczas sekwencyjności przyjmowania studium oraz MPZP. Wyniki tych prac będą mieć także pozytywny wpływ na realizację projektów OZE. Modyfikacja planistycznej, a więc społeczno-politycznej fazy procedury administracyjnej – zmiany studium lub MPZP – jest tym istotniejsza, że wypis i wyrys z MPZP potwierdzający możliwość lokalizacji instalacji OZE w danej lokalizacji jest obecnie elementem niezbędnym dla uzyskania warunków przyłączenia i podpisania umowy o przyłączenie.  **Prawo budowlane**  Zgodnie przepisami prawa budowlanego roboty budowlane polegające na instalowaniu urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW wymagają decyzji o pozwoleniu na budowę. Granicą mocy zainstalowanej wymaganą przed RED II dla jak najszybszego procedowana jest wartość 150kW. Proponuje się zatem podniesienie przedmiotowego limitu do granicy 150 kW mocy.  **Umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - PPA**  Trwająca transformacja energetyczna w Unii Europejskiej zwiększyła popyt na energię elektryczną, wytwarzaną z OZE. Między innymi z tego powodu od pewnego czasu na rynkach energii popularność zyskują umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii określane jako tzw. umowy PPA.  Istota umów PPA sprowadza się do możliwości nabycia tej energii przez nabywcę (odbiorcę końcowego) bezpośrednio od jej wytwórcy, co powinno się przysłużyć obniżeniu kosztów działalności gospodarczej odbiorcy końcowego. Kontrakty tego typu zawierane są na stosunkowo długi okres, co niesie za sobą stabilność dostaw w długiej perspektywie czasowej, w tym w godzinach największego jej zapotrzebowania oraz stałe ceny energii po stronie wytwórcy jak i odbiorcy – niezależnie od wahań rynkowych. Z punktu widzenia wytwórców energii z OZE, korzyścią płynącą z zawarcia takich kontraktów PPA jest długotrwałe zabezpieczenie odbioru energii, co ma wpływ na stabilność prowadzenia biznesu. Z kolei stałe dochody wytwórców energii z OZE w długim okresie czasu przekładają się na zainteresowanie banków finansowaniem inwestycji w odnawialne źródła energii. Dla części odbiorców zasadniczym czynnikiem przesądzającym o zawarciu tego typu umów jest troska o wizerunek firmy jako tej, która przyczynia się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla.  Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 17 Dyrektywy 2018/2001, umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej oznacza umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej.  Celowym jest więc stworzenie ram prawnych dla rozwoju tego typu umów także na rynku polskim.  Projekt zakłada także wprowadzenie innych zmian doprecyzowujących lub usprawniających realizację i funkcjonowanie instalacji odnawialnego źródła energii.  **III.5. Partnerski handel (peer-to-peer) – przez prosumenta**  Proponuje się wprowadzenie możliwości partnerskiego handlu energią peer-to-peer, który umożliwi przekazywanie energii nieskonsumowanej przez prosumenta do drugiego podmiotu w celu pokrycia jego zapotrzebowania na energię w sposób bezpośredni za sprawą określonych technologii informatycznych lub na podstawie rozwiązań bazujących na włączeniu „pośrednika”, zapewniającego cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do umożliwienia wymiany tejże energii.  Mając na względzie powyższe, projekt ustawy dopuszcza w przedmiotowym zakresie, że tego typu sprzedaż energii z OZE jest możliwa zarówno w przypadku prosumentów energii odnawialnej, jak i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej. Nabywcą takiej energii może być natomiast inny prosument, konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.  **IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE -** Założenia systemu   * System wsparcia modernizacji ma zastosowanie do instalacji OZE, których wiek przekracza 15 lat. Dla uproszczenia identyfikacji uprawnionych instalacji wsparcie jest adresowane do instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego 15-letniego okresu wsparcia (w systemie świadectw pochodzenia lub aukcyjnym lub FIT/FIP). * Prawo do nowego wsparcia powinno móc być przyznawane jeszcze przed upływem pierwotnego okresu wsparcia, tak aby umożliwić terminową realizację niezbędnych inwestycji wydłużających cykl życia instalacji. * Wsparcie dotyczy kosztów modernizacji nie mniejszych niż 25% nakładów na nową referencyjną instalację OZE, w celu wyeliminowania wspierania napraw i usprawnień o mniejszej wartości, które powinny być finansowane z przychodów z działalności instalacji, bądź wsparcia operacyjnego. * Podjęcie decyzji inwestycyjnej (rozpoczęcie prac) powinno nastąpić po złożeniu wniosku/deklaracji o udzielenie wsparcia / przystąpienia do systemu. Rozpoczęcie prac w rozumieniu przepisów o pomocy publicznej to rozpoczęcie robót budowalnych związanych z inwestycją, pierwsze prawnie wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna - zależnie od tego, co nastąpi wcześniej. * Modernizowane instalacje OZE będą konkurować o wsparcie z instalacjami nowymi (m.in. uczestniczyć w tym samym koszyku aukcyjnym). Pozwoli to na zapewnienie odpowiedniej podaży projektów w wybranych koszykach, a tym samym skuteczne rozstrzyganie ogłoszonych aukcji. * System wsparcia modernizacji obejmuje inwestycje wpływające na poprawę produkcyjnych parametrów instalacji, dotyczących wytwarzania energii z OZE, tj. modernizację. * W celu zapewnienia spójności w zakresie funkcjonujących w Polsce systemów wsparcia podobnych inwestycji oraz usprawnienia procesu uzyskania zgody Komisji Europejskiej na wdrożenie proponowanego rozwiązania, system wsparcia modernizacji instalacji OZE będzie wzorowany na zaakceptowanych przez Komisję Europejską (Decyzja Komisji z dnia 15 kwietnia 2019 r. w sprawie SA.51192 (2019/N) – Poland – CHP suport) na zasadach działania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, ustanowionych ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji*. * Zakłada się, że wsparcie udzielone instalacjom zmodernizowanym wyniesie maksymalnie 15 lat. * System przeznaczony jest dla instalacji OZE wykorzystujących biogaz w różnej formie, hydroenergię, biomasę w dedykowanych instalacjach spalania biomasy oraz układach hybrydowych, dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz w instalacjach termicznego przekształcania odpadów w przypadku instalacji o mocy większej niż 1 MW. W zależności od mocy zainstalowanej wsparcie będzie udzielane w formie:  1. taryfy gwarantowanej w ramach istniejącego systemu FIT (o mocy mniejszej niż 500 kW), 2. dopłat do rynkowej ceny energii elektrycznej, w ramach istniejącego systemu FIP (o mocy nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW), 3. (systemu aukcyjnego (dla większych instalacji OZE).   Ze względu na specyfikę technologii wiatrowej i fotowoltaiki brak jest technicznego uzasadnienia dla przeprowadzania modernizacji (potrzeba modernizacji instalacji zwykle oznacza konieczność kompleksowej wymiany wszystkich jej elementów) – powinny one być wyłączone z instrumentu wsparcia modernizacji i traktowane jako nowe instalacje.  W celu odzwierciedlenia wysiłku inwestycyjnego i jego wpływu na dalsze funkcjonowanie instalacji OZE wyodrębnione zostały dwie kategorie inwestycji modernizacyjnych:   1. modernizacja – o nakładach inwestycyjnych nie mniejszych niż 25% i nie większych niż 50% kosztów budowy nowej referencyjnej instalacji OZE, 2. modernizacja – o nakładach inwestycyjnych większych niż 50% kosztów budowy nowej referencyjnej instalacji OZE.  |  |  |  | | --- | --- | --- | | **Korekta wsparcia w zależności od wysokości poniesionych nakładów modernizacji**  **(w odniesieniu do kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE)** | | | | **Poziom poniesionych nakładów inwestycyjnych** | **Okres wsparcia** | **Wysokość wsparcia** | | Nie mniejszy niż 25% – nie większy niż 33% | 5 -lat | Pełna cena sprzedaży lub stała cena zakupu (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2). | | Większy niż 33% – nie większy niż 40% | 6 lat | | Większy niż 40% - nie większy niż 50% | 7 lat | | Większy niż 50% - nie większy niż 100% | 15 lat | Poziom wsparcia obliczony jako iloczyn udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji większym niż 9,5 i nie większym niż 1 oraz ceny referencyjnej (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2) albo ceny z oferty aukcyjnej. |   **V. System wsparcia operacyjnego umożliwiający pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego okresu wsparcia**  W celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla elektrowni wodnych, biomasowych,  biogazowych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii, które po zakończeniu dotychczasowego, 15-letniego lub wydłużonego do 17 lat okresu wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia lub prawa do korzystania z systemu FIT/FIP lub systemu aukcyjnego), są utrzymane w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat, niezbędne jest ustanowienie nowego, dedykowanego tym instalacjom systemu wsparcia operacyjnego, zapewniającego rentowność produkcji energii poprzez pokrycie różnicy pomiędzy kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej (premia).  Założenia systemu wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego, maksymalnie 17-letniego okresu wsparcia:  wsparcie nie może być łączone dla tego samego okresu z innym wsparciem operacyjnym (np. rynek mocy, wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji);  wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i nie podlega regule kumulacji (wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z obu instrumentów);  poziom wsparcia określany jest dla elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii. W przypadku instalacji większych niż 1 MW w wsparcie przysługuje również dedykowanym instalacjom spalania wielopaliwowego, układom hybrydowym oraz instalacjom termicznego przekształcania odpadów.  Z przeprowadzonych kalkulacji ekonomicznych wynika, że technologie te po zakończeniu okresu amortyzacji instalacji nadal mogą wymagać wsparcia przeznaczonego na pokrycie różnicy pomiędzy kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Wysokie koszty wiążą się z konieczności, w zależności od technologii, zakupu substratu, paliwa czy uiszczenia wysokich opłat i kosztów związanych z użytkowaniem stopnia wodnego.  Instalacje OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW  System wsparcia operacyjnego ma w założeniu wspierać wytwórców w sposób analogiczny do systemów istniejących a także do systemu wsparcia modernizacji. Dlatego też w zależności od mocy zainstalowanej wsparcie będzie udzielane dla instalacji o mocy nie większej niż 1 MW.  Cechy systemu dopłat do ceny rynkowej:   * wsparcie może być udzielane na 10 lat; wysokość wsparcia – inaczej niż w systemach FIT, FIP i aukcyjnym dla instalacji nowych oraz zmodernizowanych – nie jest gwarantowana dla całego okresu na poziomie, przy którym instalacja wchodzi do systemu. Wsparcie zależy bowiem od ceny energii na rynku, a cena referencyjna może być zmieniana raz w roku po analizie kosztów wykonywanej odrębnie dla technologii oraz przedziałów mocowych. Ze względu na obowiązek przeprowadzenia analizy i możliwość zmiany ceny referencyjnej nie jest ona waloryzowana o wskaźnik inflacji; * faktyczna i zindywidualizowana różnica między poziomem kosztów a ceną rynkową energii dla konkretnej instalacji nie jest weryfikowana; * minister właściwy do spraw klimatu określi w drodze rozporządzenia cenę referencyjną w złotych za 1 MWh, na kolejne lata kalendarzowe, odrębnie dla instalacji OZE, w których stosuje się poszczególne rodzaje odnawialnych źródeł energii oraz w przedziałach mocy; przy czym jeśli z analizy kosztów operacyjnych dla poszczególnych typów instalacji, ceny rynkowej i relacji wzajemnej tych parametrów wynika, że ustalony dla poprzedniego roku poziom wsparcia będzie wymagać zmiany, wówczas minister znowelizuje rozporządzenie; * przy określaniu wartości ceny referencyjnej minister właściwy do spraw klimatu bierze pod uwagę koszty operacyjne wytwarzania energii elektrycznej z OZE w poszczególnych technologiach objętych systemem wsparcia.   Instalacje OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW  Z art. 4 ust. 4 RED II wynika obowiązek udzielania wsparcia w drodze konkurencyjnej procedury aukcyjnej. RED II przewiduje odstępstwo od tego obowiązku jedynie w odniesieniu do małych instalacji i projektów demonstracyjnych. Dlatego wsparcie dla tych instalacji przewiduje odrębny operacyjny system aukcyjny. Podobnie jak w istniejącym systemie aukcyjnym aukcje będą przeprowadzane dla koszyków technologicznych uwzględniających instalacje OZE wykorzystujące biogaz w różnej formie, hydroenergię, biomasę, dedykowane instalacje spalania biomasy, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, układy hybrydowe oraz instalacje termicznego przekształcania odpadów. Wytwórcy przez wygrana w aukcji ustalają poziom wsparcia na kolejny rok kalendarzowy. Przyznanie wsparcia w kolejnym roku wiąże się z udziałem w kolejnej aukcji.  Pomoc publiczna  Wsparcie przewidziane w ramach każdego z dwóch powyższych mechanizmów (modernizacji oraz wsparcia operacyjnego) stanowi pomoc publiczną, podlega więc notyfikacji i ocenie Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z warunkami dopuszczalności tej pomocy określonymi w przepisach unijnych i nie będzie mogło być udzielone przed udzieleniem formalnej zgody.  **VI. Hybrydowe instalacje OZE**  Zaproponowane zmiany definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii w art. 2 pkt 11a ustawy OZE są efektem uwzględnienia przy definiowaniu hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii funkcjonujących rozwiązań technologicznych.  Analiza i koncepcja dotycząca hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii były szeroko konsultowane z branżą OZE oraz krajowym operatorem przesyłu energii - PSE i spółkami zajmującymi się dystrybucją energii - OSD w lutym i marcu 2021 r. Efektem tych konsultacji jest zaproponowana zmiana definicji oparta na poniższych elementach:   * stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej w ciągu roku stanowi stosunek 1 MWh wytworzonej energii elektrycznej do 1MW mocy przyłączeniowej, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu przyłączenia, wytwarzający energię elektryczną w tych urządzeniach wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, * urządzenia różnią się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, * żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, * wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, * zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, przy czym udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wynosi nie mniej niż 5% na rok, do czego nie wlicza się energii odnawialnej pobranej z sieci i potwierdzonej gwarancją pochodzenia.   Co istotne instalacje hybrydowe uczestniczące w aukcjach powinny charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok.  Podniesienie stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej do poziomu wyższego niż 5256 MWh/MW/rok, co odpowiada minimum 60% czasu w ciągu roku wykorzystania tej mocy, zapewni skokowe zwiększenie efektywności wykorzystania przez źródła OZE obecnych możliwości przesyłowych sieci OSD. Dzięki temu, zostaną wygenerowane znaczące (wielomiliardowe) oszczędności w obszarze rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Badania przeprowadzono na przykładowej instalacji połączonych ze sobą jednostek wytwórczych (instalacji fotowoltaicznej o mocy 8 MW i farmy wiatrowej o mocy 2MW) pozwalającej osiągnąć poziom co najmniej o wartości 5256 MWh/MW/rok, to 60% w okresie całego roku.  Wprowadzenie obowiązku posiadania przez hybrydową instalację odnawialnego źródła energii magazynu energii zagwarantuje istotne korzyści wynikające z bieżącej eksploatacji sieci dystrybucyjnej i pozwoli na uniknięcie istotnych wydatków na jej rozbudowę, których poniesienie byłoby konieczne. Pozwoli to też na łatwiejsze bilansowanie energii wytworzonej w tym zespole.  Projektowane zmiany będą miały istotny wpływ na rozwój sektora magazynowania energii, co sprzyja stałemu rozwojowi tej technologii w efekcie czego spodziewać się należy wzrostu efektywności magazynów energii. W szerszej perspektywie rozwój tej technologii ma wpływ nie tylko na duże instalacje odnawialnego źródła energii. Zakłada się, iż tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii odnawialnej.  Ponadto, w definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła przewiduje się urządzenie określające łączną moc znamionową czynną w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Pozwoli to na uniknięcie wątpliwości związanych ze stosowaniem przepisów w odniesieniu do hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.  Proponowane rozwiązanie nie determinuje charakteru i technologii zastosowanego magazynu energii, ani technologii instalacji OZE. Daje to możliwość inwestorom elastycznego podejścia i swobodnego kształtowania konfiguracji instalacji hybrydowej w oparciu o własne założenia. Niemniej jednak, magazyn energii pozostaje jedynym rozwiązaniem stabilizującym OZE. W tym zakresie istotne jest wykorzystanie magazynu energii, jako jedynej dostępnej dzisiaj technologii, która zapewnia wprowadzenie energii elektrycznej do sieci w momencie braku generacji przez PV i elektrownię wiatrową. Wraz z rosnącą rolą źródeł wiatrowych i słonecznych w KSE konieczne są działania na rzecz stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Obowiązkowe wykorzystanie magazynu w hybrydowej instalacji OZE jest działaniem w tym kierunku. Pozwala na zdecydowaną stabilizację i spłaszczenie konturu mocy oddawanej przez instalacje OZE do sieci OSD oraz znaczne zmniejszenie oddziaływań harmonicznych na ich otoczenie.  Wpisanie obowiązku włączenia magazynu energii do definicji instalacji hybrydowej będzie silnym bodźcem rozwoju dla rynku magazynów energii, które dotąd nie mają dedykowanej regulacji i systemu wsparcia, pozwalających na większy udział w KSE. Energia zgromadzona w magazynie ma pozwolić zaspokoić potrzeby operatora sieci w momentach, kiedy moc ze źródeł odnawialnych będzie na tyle niska, że będzie jej brakowało w krótkich okresach czasu. Duża dynamika pracy magazynu energii pozwoli na szybkie dostarczenie brakującej mocy i pomoże skutecznie opanować trudną sytuację z rozpływami mocy w sieci. Magazyn energii nie tylko może służyć do interwencyjnych działań na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci operatorskiej, ale może brać udział również w innych działaniach sieciowych, np. do regulacji mocy biernej.  Wprowadzenie proponowanych przepisów nie będzie miało wpływu na ceny energii dla odbiorców końcowych. Dopiero po pozytywnej ocenie tych rozwiązań przez Komisję Europejską, przygotowane będą rozporządzenia wykonawcze wskazujące poziom ceny referencyjnej oraz oczekiwany wolumen, będący przedmiotem aukcji, i dopiero wtedy będzie można poznać ich wpływ na ceny energii. Konieczne jest jednak podkreślenie, że dzisiaj jedną z największych barier dla rozwoju OZE jest brak dostępnych mocy przyłączeniowych. Potrzebne są działania umożliwiające współkorzystanie z przyłącza przez różne technologie przy zwiększeniu stopnia wykorzystania tego przyłącza i dyspozycyjności wprowadzanej mocy. Temu ma służyć hybrydowa instalacja OZE.  **VII. Zmiany w przepisach dot. systemów wsparcia OZE**  Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego  Proponuje się zmianę przepisów ustawy OZE umożliwiającą ww. wytwórcy wybór sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda). W opinii resortu klimatu propozycja będzie korzystna dla wytwórców, przyczyniając się jednocześnie do profesjonalizacji podmiotów OZE uczestniczących w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.  Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie  W opinii resortu klimatu zmienna „Cs” występująca we wzorze określonym w art. 170 ust. 6 ustawy OZE powinna być rozumiana jako cena skorygowana wyrażona w zł/MWh, stanowiąca cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy OZE, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 tej ustawy.  Jednocześnie podkreśla się, że do obliczania kary konieczne jest uwzględnienie waloryzacji występującej we wzorze ceny zakupu energii elektrycznej średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Powyższy mechanizm wydaje się właściwy i poprawny z punktu widzenia adekwatności ustalonej kary względem faktycznego poziomu korzyści uzyskiwanych z mechanizmu wsparcia (jeśli cena ofertowa została skorygowana w dół w wyniku otrzymania przez beneficjenta pomocy inwestycyjnej to nadmiarowym byłoby nie uwzględnianie tego faktu w trakcie obliczania kary za brak realizacji obowiązku wolumenowego). Identyczna zasada winna mieć miejsce w przypadku, gdy po kilku/kilkunastoletnim okresie, wsparcie jest rozliczane po cenie zwaloryzowanej - zupełnie innej (zwykle istotnie wyższej) od ceny ofertowej, co oznacza, że wówczas kara za brak realizacji obowiązku powinna być proporcjonalnie wyższa.  Trzeba ponadto podkreślić, że brak uwzględniania korekty lub waloryzacji przedmiotowej ceny spowodowałby utratę funkcji prewencyjnej środka wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy bowiem pamiętać, że mechanizm aukcyjny funkcjonuje w oparciu o finansowanie ze środków publicznych, w związku z czym ich dysponowanie musi podlegać określonym regułom i relacjom, w szczególności w przypadku braku realizacji podjętych zobowiązań. Szczególnego znaczenia nabrało to w aktualnej, nadzwyczajnej sytuacji inflacyjnej.  Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane, w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców  Zgodnie z art. 83 ust. 3c ustawy OZE instalacja OZE dla której nie zostało spełnione zobowiązanie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dopiero po upływie 3 lat, licząc od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne.  W przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym powyższa sankcja może być zbyt surowa. W przypadkach jak powyższe, wytwórcy, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki, do tego aby otrzymywać wsparcie OZE, poza zachowaniem terminu sprzedaży po raz pierwszy, określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, bez swojej winy, pozbawieni zostaliby wsparcia OZE na co najmniej 3 lata. W związku tym, proponuje się wprowadzenie przepisu, który pozwoli zapobiec takim przypadkom, wskazując przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie określonych przypadków uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym.  Dla przypadku naruszenia terminu określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE lub terminu o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d, z przyczyn ekstraordynaryjnych i niezawinionych przez wytwórcę, tj. w szczególności w sytuacji awarii instalacji, awarii przyłącza lub linii kablowych, przy jednoczesnym bezwzględnym spełnieniu wszystkich warunków formalnych do rozpoczęcia korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia OZE lub systemu FIT/FIP, w postaci uzyskania koncesji, wpisu do rejestru RMIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego oraz wykazania pierwszego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej potwierdzonego przez OSD przed upływem tego terminu, proponuje się wprowadzenie możliwości zakwalifikowania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenia (w przypadku systemu FIT/FIP) po ustaniu skutków ww. niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym, przy czym za datę rozpoczęcia okresu wsparcia należałoby przyjąć datę uzyskania koncesji, wpisu do rejestru MIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **I. Wykorzystanie biogazu/biometanu w Unii Europejskiej**  Wykorzystanie biogazu/biometanu w krajach UE wzrosło w ostatnich latach do poziomu ok. 2,5 mln ktoe, podczas gdy jeszcze w 2009 roku było na poziomie ok. 1,06 mln ktoe.  *Tabela: Zużycia biogazu/biometanu w krajach Unii Europejskiej (UE) w latach 2014-2018.*   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | |  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | | Zużycie biogazu ogółem – kraje UE [ktoe] | 2 197 | 2 327 | 2 497 | 2 573 | 2 513 | | Dynamika r/r [%] |  | 5,9% | 7,3% | 3,1% | -2,3% |   *Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych ARE.*  Jednak aktualnie nadal większość biogazu,nawet po oczyszczeniu do jakości biometanu oraz zatłoczeniu do sieci gazowej,trafia do sektora elektroenergetyki (018 r. - 93,9%). W poszczególnych krajach UE istnieją duże różnice w zakresie rozwoju i wykorzystania biogazu i biometanu, co jest przede wszystkim wynikiem zastosowania zróżnicowanych krajowych strategii oraz, co szczególnie istotne w przypadku biometanu, struktury funkcjonującej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego.  Liderem produkcji biometanu w Unii Europejskiej jest Francja, na terenie których znajduje się 337 spośród wszystkich unijnych 1007 instalacji oczyszczających biogaz do jakości biometanu (Annual Statistical Report of the European Biogas Association, 2020), z których większość jest przyłączona do sieci gazowych. Pozostali liderzy to: Niemcy (242), Wielka Brytania (98) i Szwecja (71).  Jeżeli chodzi o wykorzystanie biogazu lub biometanu do celów transportowych, to wynosi ono obecnie w UE zaledwie 6,1% zużycia biogazu/biometanu ogółem, ponieważ jak wskazano powyżej, paliwo to jest wykorzystywane przede wszystkim w elektroenergetyce. Liderami w zakresie wykorzystania do celów transportowych są: Szwecja (113 mln m3), Niemcy (35 mln m3) i Norwegia (10 mln m3). Natomiast największy europejski rynek konsumpcji gazu ziemnego CNG – Włochy (1,4 mld m3 CNG rocznie wykorzystywanego do napędu ok. 972 tys. aut, źródło: <https://www.eafo.eu/countries/italy/1739/summary>) systematycznie rozwijają potencjał tego sektora wykorzystując do tego celu program pomocowy nr SA.48424 (2017/N) – Italy - Support scheme for the production and distribution of advanced biomethane and other advanced biofuels for use in the transport sector (decyzja KE z dnia 1 marca 2018 r.).  W Szwecji aż 80,3% biogazu (tj. 118,47 ktoe w 2018 r.) zużywane jest w transporcie, co stanowi ok. 10% wartości całego celu OZE w transporcie. Odnawialne paliwo gazowe jest wykorzystywanego przede wszystkim w transporcie zbiorowym tj. komunikacji miejskiej. Model szwedzki bazuje na bezpośrednim wykorzystaniu biogazu, z którego korzysta ponad trzydzieści szwedzkich miast (<http://scandinavianbiogas.com/en/about-biogas/>) napędzając autobusy miejskie i pojazdy komunalne biogazem, bez konieczności zatłaczania go do sieci dystrybucyjnych, często wykorzystując do tego celu specjalnie przygotowane gazociągi łączące instalacje wytwarzania biogazu ze stacjami tankowania ulokowanymi na terenie zakładów taboru miejskiego. Natomiast w Niemczech będących największym producentem europejskiego biogazu (53,6% udział w europejskiej konsumpcji biogazu ogółem) na cele transportu wykorzystywane jest zaledwie 2,5% biogazu zużytego w tym kraju.  Jednocześnie, z uwagi na postęp głównie w odniesieniu do metod oczyszczania i spadku kosztów z tym związanych, coraz częściej w UE rozważane jest zatłaczanie biometanu do sieci, jak też wykorzystanie tego paliwa na cele transportowe. Sprzyjać takiemu podejściu będą w kolejnych latach przede wszystkim przepisy dyrektywy RED II, które wprowadzają ograniczenie ilościowe dla paliw z biomasy wytwarzanych z roślin spożywczych i pastewnych oraz wymóg uzyskania minimalnego poziomu biopaliw i biogazu (biometanu) wytworzonego z surowców wskazanych z zał. IX cz. A dyrektywy RED II.  Wykorzystanie biometanu do napędu pojazdów samochodowych  Projekt ustawy zakłada wprowadzenie formalnych procedur umożliwiających wytwarzanie biometanu, który może być wykorzystywany bezpośrednio do napędu silników spalinowych dostosowanych do tego rodzaju paliwa. Stosowanie zarówno CNG i LNG jak również bioCNG i bioLNG wciąż ma duże perspektywy w UE, choć rozwój tego sektora jest ograniczony z uwagi na dostępność pojazdów dostosowanych do tego paliwa gazowego.  Na terenie UE liczba użytkowanych pojazdów CNG jest wciąż stosunkowo niewielka ([www.eafo.eu](http://www.eafo.eu)), wynosi zaledwie ok. 1,197 mln aut osobowych na 269,060 mln wszystkich pojazdów osobowych. W 2019 r. w całej UE zarejestrowano 90 tys.[[1]](#footnote-2) pojazdów CNG (<https://cng-lng.pl/wiadomosci/W-2019-r.-w-UE-przybylo-blisko-90-tys.-pojazdow-CNG-i-LNG,wiadomosc,9895.html>), w tym 70 tys. samochodów osobowych, spośród których we Włoszech zarejestrowano aż 55%, w Niemczech - ok. 11% i po ok. 8% w Hiszpanii i Szwecji.  **II. Klastry energii**  Klastry energii wpisują się w ogólną zasadę zwiększania roli lokalnych społeczności energetycznych w transformacji energetycznej w Europie zawartą w unijnym pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. W Opinii Europejskiego Komitetu Regionów „Modele lokalnej kontroli nad energetyką i rola lokalnych społeczności energetycznych w transformacji energetycznej w Europie” (2019/C 86/05) zawarto, że „*lokalne wspólnoty energetyczne* mogą odgrywać istotną rolę w przemianach energetycznych i sprzyjać rozwojowi zrównoważonych technologii energetycznych korzystnych dla społeczności lokalnych i dla UE jako całości”. W Unii Europejskiej w zakresie społeczności energetycznych dominują rozwiązania będące wynikiem bezpośredniego wdrożenia dyrektywy RED II oraz Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Proponują one następujące rozwiązania dla wspólnot energetycznych:   * społeczność energetyczną działającą w zakresie energii odnawialnej (REC – Renewable Energy Community), * obywatelską społeczność energetyczną (CEC – Citizens Energy Community), * zbiorowego prosumenta energii elektrycznej (CSC – Collective Self-Consumer).   Przyjęte rozwiązania w krajach członkowskich zasadzają się na znacznej dowolności zrzeszania się członków takich społeczności, akcentują jednak zasadę stworzenia nowego podmiotu posiadającego osobowość prawną, czego nie zakładają nowelizowane przepisy ustawy OZE (np. art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944: „*obywatelska społeczność energetyczna* oznacza osobę prawną (…)”).  Klastry energii w ujęciu polskiego prawodawstwa nie mają bezpośredniego odpowiednika w krajach Unii Europejskiej, wpisują się jednak w nakreślony kierunek transformacji energetycznej i nadanie większej roli dobrowolnym, demokratycznym inicjatywom energetycznym łączącym różne podmioty, w tym samorząd, przedsiębiorców, jednostki badawcze, czy obywateli w zarządzanie energią na poziomie lokalnej społeczności.  Polskie podejście regulacyjne do klastrów energii jest całkowicie innowacyjne, ponieważ zakłada tworzenie zachęt do współpracy między odrębnymi podmiotami zainteresowanymi w prowadzeniu oraz uczestniczeniu w działalności energetycznej. Oczekiwane korzyści mają mieć wymiar sieciowy (elastyczność) i lokalny (  Grecja:  Wspólnoty energetyczne zostały wprowadzone do greckiego prawa w 2018 roku ustawą 4513/2018 o wspólnotach energetycznych. Głównym celem wspólnot energetycznych jest zaadresowanie problemu ubóstwa energetycznego oraz promowanie wartości ekonomii społecznej i innowacyjnych rozwiązań energetycznych , a także produkcja, dystrybucja i wymiana energii z odnawialnych źródeł energii, w skali lokalnej lub regionalnej.  Ustawa wprowadziła nowy rodzaj spółdzielni cywilnej, która odbiega od innych, w pełni otwartych spółdzielni w kwestii ograniczeń członkostwa. Członkami wspólnoty energetycznej mogą być:   * osoby fizyczne posiadające pełną zdolność do czynności prawnych; * osoby prawne prawa publicznego lub podmioty prywatne; * jednostki samorządu terytorialnego.   Co najmniej 50% +1 z członków musi znajdować się w regionie, w którym wspólnota ma swoją siedzibę. Z zachęt finansowych przewidzianych dla wspólnot energetyczny w Grecji należy wymienić zniesienie opłaty za koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, czy ograniczenie opłaty za przystąpienie do aukcji w ramach systemu wsparcia OZE.  Holandia:  Holenderskie przepisy od 2015 roku określają spółdzielnie i stowarzyszenia energetyczne jako główne formy zbiorowych działań energetycznych. Spółdzielniom energetyczne mają przez ograniczony czas możliwość uczestnictwa w „piaskownicy regulacyjnej”, która pozwala na przetestowanie rozwiązań w zakresie ułatwień związanych z dystrybucją, taryfami, wytwarzaniem energii elektrycznej, wymaganiami dotyczącymi urządzeń pomiarowych, dostawami, inteligentnymi sieciami i zarządzaniem danymi.  Model biznesowy spółdzielni energetycznych obejmuje wspólne inwestycje w projekty OZE, roczne bilansowanie z własnej lokalnie wytwarzanej energii elektrycznej, agregację dostępnej mocy oferowanej na rynku energii (wymagane 1 MW dla udziału) i inne potencjalne usługi energetyczne. Inicjatywa organizowania spółdzielni i stowarzyszeń energetycznych pochodzi głównie od obywateli lub gmin.  Włochy:  W 2020 roku (ustawa nr 8/2020) Włochy wprowadziły tymczasowo dwa modele zbiorowych działań w zakresie energii odnawialnej do czasu pełnego wdrożenia dyrektywy RED II:   * prosumenta zbiorowego, * społeczność energii odnawialnej.   Model zbiorowych prosumentów koncentruje się na wspólnotach mieszkaniowych, tj. osobach fizycznych lub przedsiębiorcach, którzy znajdują się w tym samym budynku i dla których wytwarzanie i wymiana energii nie jest podstawową działalnością. Inicjatywa ma na celu włączenie w transformację energetyczną mieszkańców o niskich dochodach i zagrożonych ubóstwem energetycznym.  Społeczności związane z energią odnawialną obejmują osoby fizyczne, małe i średnie przedsiębiorstwa, władze lokalne/regionalne oraz przedsiębiorców. Źródła wytwórcze (do 200 kW) muszą być zlokalizowane w sieci niskiego lub średniego napięcia w obrębie tej samej stacji transformatorowej. Głównym celem społeczności zajmującej się energią odnawialną jest zapewnienie swoim członkom/obszarowi lokalnemu korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych, a nie jakichkolwiek zysków finansowych. Społeczność taka może prowadzić działalność agregacyjną i działać jako dostawca usług bilansujących. Modele te oferują swoim konsumentom usługi oparte na monitorowaniu i zarządzaniu energią.  Irlandia:  Większość społecznych inicjatyw energetycznych w Irlandii zapewnia mieszkańcom i społecznościom usługi w zakresie efektywności energetycznej lub oszczędności energii. Łącznie doprowadziło to do powstania 310 społeczności w całej Irlandii. Ramy wspierające dla tych inicjatyw opracował Irlandzki Urząd ds. Zrównoważonej Energii (SEAI).  SEAI zarządza Programem Wspólnoty Zrównoważonej Energii (SEC), który opiera się na „białej księdze energetycznej” (Energy white paper). Określa ona działania rządowe dla zwiększenia zaangażowania i umożliwienia obywatelom i społecznościom realizacji projektów energetycznych. W tym celu program SEC zapewnia społecznościom wsparcie techniczne (rozwijanie umiejętności i wiedzy w zakresie zarządzania energią) i finansowe.  SEC to partnerstwo między sektorem publicznym, prywatnym i samorządowym dla zwiększenia energooszczędności oraz wykorzystania energii odnawialnej i inteligentnych rozwiązań energetycznych. Poza odniesieniem się do pewnych wspólnych cech społeczności energetycznych (m.in. zdefiniowany obszar, równowaga między projektami dotyczącymi wytwarzania i oszczędności energii, jasna struktura organizacyjna) definicja nie ogranicza koncepcji do żadnej formy organizacyjnej, nie narzuca wymogów geograficznych ani kryteriów zarządzania i uczestnictwa.  W 2019 r. SEAI wspierało 57 projektów, na które zainwestowano 25,3 mln EUR. Projekty są oceniane na podstawie ich cech (możliwość realizacji, innowacyjność, różnorodność rozwiązań), z których najbardziej decydującym jest stopień, w jakim projekt przynosi korzyści społeczne. Oprócz mechanizmu dotacji SEAI, SEC może również ubiegać się o wsparcie w programie Better Energy Communities (BEC) – konkurencyjnym krajowym programie dotacji kapitałowych mającym na celu podniesienie standardów efektywności energetycznej.  **III.1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie**  Kwestie dotyczące kształtowania polityki w obszarze OZE, w tym sposobu realizacji celu w zakresie udziału energii z OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia, a także zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego leżą we właściwości poszczególnych państw członkowskich OECD i UE. Obowiązująca do 30 czerwca 2021 r., dyrektywa 2009/28 nie przewidywała wiążących celów w tym zakresie dla państw członkowskich UE, jak również nie przewidywała szeregu innych rozwiązań, określonych w art. 19, 23 i 24 dyrektywy 2018/2001 dotyczących sektora ogrzewania. Biorąc pod uwagę, że termin wdrożenia nowych rozwiązań to 1 lipca 2021 r., również w innych krajach trwa obecnie opracowywanie rozwiązań wdrażających, brak zatem obowiązujących rozwiązań z innych krajów, które można poddać analizie. W związku z powyższym, nie ma możliwości zweryfikowania oraz porównania sposobu implementacji nowych przepisów z rozwiązaniami przyjętymi w innych państwach członkowskich. Dodatkowo, należy podkreślić, że duża różnorodność stosowanych w państwach członkowskich rozwiązań w zakresie dostarczania ciepła do odbiorców końcowych powoduje, iż ich szczegółowe wskazywanie oraz porównanie w niniejszym dokumencie nie wydaje się zasadne i w związku z tym nie jest rekomendowane.  Analizując jednakże występujące w tym obszarze rozwiązania, należy podkreślić, iż zasady funkcjonowania sektora ogrzewania i chłodzenia (a także wzajemne relacje między ogrzewaniem i chłodzeniem w kategoriach wolumenu wykorzystywanej energii) uzależnione są od indywidualnych czynników takich jak: położenie geograficzne danego państwa członkowskiego rzutujące na panujące warunki klimatyczne (rozwinięte ciepłownictwo systemowe w krajach północno – wschodniej Europy takich jak państwa bałtyckie i Polska i praktycznie nieistniejące w Europie Południowej), dostępne surowce energetyczne (odnawialne i nieodnawialne), uwarunkowania polityczne, aspekty społeczne i środowiskowe. Argumentuje się, że stosunkowo słabo rozwinięte ciepłownictwo sieciowe w Wielkiej Brytanii czy Irlandii, jest w dużym stopniu efektem zakorzenionej głęboko tradycji wykorzystania indywidualnych źródeł grzewczych przez mieszkańców. W odniesieniu do udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania, tylko kilka państw (Austria, Dania, Francja, Islandia, Norwegia, Szwecja i Szwajcaria) może wykazać ponad 20% udział tego rodzaju źródeł wykorzystywanych bezpośrednio (biomasa, geotermia, odpady). Kolejnym elementem, który wpływa w sposób istotny na sposób regulacji sektora ciepłownictwa jest kwestia struktury własnościowej aktywów. W Danii, model regulacyjny przewiduje stosowanie zasady *non–profit* w zakresie ogrzewania publicznego. W efekcie zarządzanie siecią i dostarczanie ciepła jest domeną spółdzielni będących własnością albo samych odbiorców albo władz lokalnych. Nastąpił tam praktyczny rozdział wytwarzania ciepła, opartego na dużych jednostkach wytwórczych oraz dostarczania ciepła do odbiorców końcowych. W Niemczech z kolei, większość przedsiębiorstw działających na rynku ciepła znajduje się w rękach prywatnych. Szwecja natomiast jest przykładem silnej roli sektora publicznego (ponad 2/3 spółek należy do państwa lub władz lokalnych).  **III.2. Gwarancje pochodzenia**  Z ankiety dotyczącej udziału w AIB przeprowadzonej przez Urząd Regulacji Energetyki wśród regulatorów w UE wynika, że przyjęte modele różnią się od siebie. Ankietę wysłano do 27 Regulatorów.  Na ankietę odpowiedziało 17-tu Regulatorów**:** Austria, Cypr, Czechy, Estonia, Niemcy, Grecja, Węgry, Włochy, Łotwa, Luksemburg, Malta, Portugalia, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Szwecja, Wielka Brytania.  Na ankietę nie odpowiedzieli następujący Regulatorzy**:** Belgia, Bułgaria, Chorwacja, Dania, Finlandia, Francja, Irlandia, Litwa, Holandia, Hiszpania.  Z przesłanych ankiet wynika:   1. 4 z 17 organów wydających gwarancje pochodzenia nie są Członkiem AIB (Węgry, Malta, Rumunia, Wielka Brytania); 2. w przypadku dziewięciu państw członkostwo jest uregulowane przepisami prawa krajowego, w przypadku czterech natomiast (Portugalii, Włoch, Estonii, Niemiec), członkostwo nie wynika z przepisów prawa; 3. członkostwo w AIB w przypadku 3 krajów jest finansowane ze środków publicznych (Cypr, Estonia, Szwecja).   Sposób finansowania członkostwa w AIB pozostałych 10 krajach, które odpowiedziały na ankietę (Austria, Czechy, Niemcy, Grecja, Włochy, Łotwa, Luksemburg, Portugalia, Słowacja i Słowenia) kształtuje się następująco:   * + - Austria, Grecja, Łotwa, Słowenia - przez wytwórców energii z odnawialnych źródeł;     - Czechy - z opłat pobieranych od posiadaczy rachunków w OTE, a.s. - czeski operator rynku energii elektrycznej i gazu (wytwórców energii z OZE) - opłaty na podstawie zarządzenia wykonawczego czeskiego Urzędu Regulacji Energetyki - opłata miesięczna za każdy aktywny rachunek, opłata za wydanie każdej gwarancji pochodzenia, opłata za każdą transakcję;     - Niemcy - korzystanie z rejestru, a także wydawanie, przekazywanie i unieważnianie gwarancji pochodzenia jest odpłatne, na podstawie rozporządzenia *Guarantees of Origin and Guarantees of Regional Origin Fees Regulation*. Dochody wpływają do budżetu federalnego i są uiszczane z budżetu Organu wydającego gwarancje pochodzenia na rzecz AIB;     - Włochy - w ramach włoskiego rejestru środki finansowe pochodzą głównie z opłat pobieranych od operatorów rynku (producentów energii z OZE, handlowców, dostawców) zaangażowanych w transakcje gwarancjami pochodzenia;     - Luksemburg - finansowanie z opłat pobieranych przez Organ wydający gwarancje od posiadaczy rachunków w rejestrze „urządzeń produkcyjnych” (OZE);     - Portugalia - z opłat zmiennych, uzależnionych od liczby transakcji związanych z gwarancjami pochodzenia (wydanych, przeniesionych i anulowanych). Gdy opłaty rynkowe nie są wystarczające do pokrycia kosztów, środki zabezpieczane są w taryfie za energię elektryczną;     - Słowacja - kładki członkowskie od wytwórców i dostawców energii elektrycznej na podstawie umowy z organem wydającym gwarancje pochodzenia - OKTE, a.s. od czynności związanych z wystawianiem i korzystaniem z gwarancji pochodzenia.   **III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE**  **Szwecja**  Szwedzki rząd jest w trakcie opracowywania ostatecznej propozycji wdrożenia art. 16. przedmiotowej dyrektywy. Pierwsza propozycja została przesłana do konsultacji społecznych w październiku 2020 r. Zakłada ona, m.in.:   1. powstanie cyfrowego punktu kontaktowego przy Szwedzkiej Agencji Energii. Agencję w realizacji tego zadania wspierać będzie kilka innych instytucji; 2. tylko jeden punkt kontaktowy OZE; 3. zaangażowanie innych organów, które mają w swoich kompetencjach zarządzanie/gromadzenie informacji niezbędnych dla realizowania zadań przez cyfrowy punkt kontaktowy, które będą do niego zgodnie z ustawą przekazywane; 4. finansowanie funkcjonowania punktu zapewnione będzie w ramach budżetu państwa - Szwedzka Agencja Energii uzyskała dodatkowe środki na ten cel w ramach ustawy budżetowej na 2021 r.   **Dania**   1. Przewiduje się, że przepisy dotyczące wdrożenia punktu kontaktowego wejdą w życie pod koniec czerwca 2021 r. 2. Punkt osadzony będzie w istniejącej instytucji, Duńskiej Agencji Energii - agencji podległej duńskiemu Ministerstwu Klimatu, Energii i Dostaw. To tu umocowana będzie osoba odpowiedzialna za wyjaśnianie inwestorom całego procesu i przekierowywanie do innych odpowiednich instytucji. 3. Dania planuje uruchomić stronę internetową, gdzie znajdowałaby się całość informacji i skąd zainteresowane podmioty mogłyby być kierowane do odpowiednich instytucji – np. władz lokalnych. Strona stanowiłaby jednocześnie cyfrową platformę, poprzez którą można będzie składać odpowiednie wnioski o pozwolenia etc. Strona powstanie w ciągu najbliższych kilku miesięcy. Oznacza to, iż Dania planuje wdrożyć przepisy poprzez platformę internetową, informacje oraz w razie potrzeby przekierowanie przez punkt kontaktowy DEA do odpowiedniej instytucji. Zadaniem punktu kontaktowego będzie więc udzielanie informacji dot. całości procesu. Natomiast na bardzo szczegółowe pytania nie będzie odpowiadała DEA, ale organy właściwe dla danego procesu. 4. Zapewnienie finansowania KPK OZE będzie odbywać się ze środków publicznych, w ramach budżetu DEA.   **Finlandia**   1. Elektronicznym punktem kontaktowym zarządza jeden organ punktu kontaktowego, którym jest Centrum Rozwoju Gospodarczego, Transportu i Środowiska dla Ostrobotni Południowej (Centrum ELY). Centra ELY należą do wydziału administracyjnego Ministerstwa Gospodarki i Zatrudnienia. 2. Centrum ELY jest również zobowiązane do udzielania wnioskodawcom porad w kwestiach proceduralnych (np. Dotyczących wszczęcia sprawy i etap postępowania) oraz udzielenia wnioskodawcom wytycznych dotyczących załatwienia sprawy administracyjnej we współpracy z właściwym organem za pośrednictwem elektronicznego punktu kontaktowego. 3. W przyszłości wnioskodawca będzie mógł ubiegać się za pośrednictwem jednego elektronicznego punktu kontaktowego o pozwolenia i inne zezwolenia administracyjne wymienione w ustawie na budowę i naprawę elektrowni, w celu podłączenia instalacji do sieci oraz do zezwoleń administracyjnych wymienionych w ustawie na budowę i naprawę elektrowni, na przyłączenie instalacji do sieci i na jej eksploatację. 4. Centrum ELY jest zobowiązane do monitorowania terminów realizacji właściwych postępowań określonych  w ustawie.   **III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych**  Odnośnie do projektowanych zmian przepisów dotyczących zmiany procedur administracyjnych należy zauważyć, że prawne uwarunkowania krajowe w dużej mierze zdeterminowane są przez czynniki historyczne – trudne do przeniesienia na grunt innego państwa. Co więcej, systemy prawne, podział administracyjny kraju a co za tym idzie podział kompetencji pomiędzy różne organy są elementem zdecydowanie specyficznym dla każdego państwa i nie znajdują zastosowania w warunkach odmiennych.  Co więcej, z uwagi na powyższe uwarunkowania, a także różne otoczenie prawne, wnioski płynące z analiz porównawczych w tym zakresie, nie mogłyby być w prosty sposób przeniesione na grunt krajowy. Wobec powyższego, wyniki analiz porównawczych posiadałyby ograniczony potencjał do wykorzystania, stąd ich szczegółowe wskazywanie w tym dokumencie nie jest rekomendowane.  **III.5. Peer-to-peer handel bezpośredni przez prosumentów**  Handel energią typu P2P obsługiwany jest przez krajowe lub regionalne platformy internetowe obsługujące P2P. Rola platformy zbliżona jest do roli sprzedawcy w sektorze energii elektrycznej.  Przykłady:   * Jednym z pierwszych państw w UE, które częściowo wdrożyły art. 21 dyrektywy RED II dot. prosumentów była Hiszpania. Przepisy zezwalają na tzw. wspólny pobór własny (wspólną autokonsumpcję energii), w przypadku gdy więcej niż jeden konsument jest powiązany z tym samym zakładem energetycznym, pod warunkiem że połączenie między pomiędzy zakładem energetycznym a punktem poboru następuje poprzez: a) sieć wewnętrzną (domową) lub linię bezpośrednią; b) sieć niskiego napięcia wyprowadzoną z tej samej stacji transformatorowej; c) obiekty i podstacja są oddalone od siebie o mniej niż 500 m lub d) znajdują się w tym samym rejestrze nieruchomości wg pierwszych 14 cyfr. W projektach zbiorowego zużycia własnego energii odnawialnej produkcja z jednej instalacji jest dzielona pomiędzy powiązanych odbiorców/prosumentów według ustalonego przez nich współczynnika i przekazywanego do spółki dystrybucyjnej odpowiedzialnej za odczyty energii. Zwykle wskaźnik ten będzie równy każdej inwestycji klienta w obiekt, ale nie jest to regułą. Jedyną zasadą jest to, że wskaźniki muszą sumować się w 100%. Operator sieci dystrybucyjnej zbiera odczyty z instalacji i co godzinę przydziela część produkcji należącą do każdego klienta/prosumenta i dokonuje bilansu godzinowego między zużyciem a produkcją. Wprowadzenie tego rozwiązania było możliwe dzięki wprowadzeniu inteligentnych liczników energii. * Największą na świecie platformę współdzielenia energii elektrycznej stworzyła niemiecka firma Sonnen. Platforma społecznościowa sonnenCommunity umożliwia wszystkim członkom dzielenie się energią elektryczną, którą sami wyprodukowali. Wszyscy właściciele baterii sonnenBaterie są wirtualnie za pomocą sieci połączeni ze sobą w sonnenCommunity i mogą – w zależności od wymagań i warunków pogodowych – dostarczać nadmiar energii elektrycznej do społeczności lub uzyskiwać od niej potrzebną energię elektryczną. Jeżeli zapotrzebowanie energetyczne członka wspólnoty w jednym miejscu przekracza jego własne rezerwy energii słonecznej, sonnenCommunity automatycznie pomaga mu dostarczając nadwyżką energii od innego członka wspólnoty, przy tym wykorzystywany jest tylko nadmiar energii, który nie może być przechowywany w sonnenBatterie. Centralne oprogramowanie przez cały czas rozpoznaje ilość produkowanej i zużywanej energii elektrycznej. Pozwala to utrzymać równowagę podaży i popytu oraz zapewniać, że wystarczająca ilość energii jest zawsze dostępna. SonnenCommunity całkowicie zastępuje dotychczasowego dostawcę energii elektrycznej i czyni swoich członków w 100% niezależnymi. Urządzenia do wytwarzania energii elektrycznej należące do członków sonnenCommunity, tworzą system i dzięki temu mogą być rozliczany jak duża elektrownia systemowa. Ponadto, wszyscy członkowie sonnenCommunity, którzy udostępniają swoje sonnenBatterien na rzecz publicznej sieci elektroenergetycznej jako krótkoterminowe magazynowanie pośrednie, otrzymują stałą energię elektryczną w zamian za 0 Euro na pokrycie własnych potrzeb. * Vandebron to platforma internetowa w Holandii, na której konsumenci energii mogą bezpośrednio kupować energię elektryczną od niezależnych producentów, takich jak rolnicy posiadający elektrownie wiatrowe na swoich polach. * PeerEnergyCloud działający w Niemczech opracował technologie oparte na chmurze dla lokalnej elektronicznej platformy handlowej do zarządzania nadwyżką produkowanej energii w sieciach lokalnych. Powstał w celu zbadania procedur rejestrowania i prognozowania zużycia energii elektrycznej przez urządzenie oraz dla ustanowienia wirtualnego rynku handlu energią, jak również rozwijania dodatkowych usług w ramach mikrosieci. * TransActive Grid to społeczny rynek energii, który umożliwia członkom bezpieczne i automatyczne kupowanie i sprzedawanie energii od siebie nawzajem za pomocą kontraktów oraz technologii blockchain. Obecny prototyp wykorzystuje blockchain Ethereum. Znajduje się na Brooklynie, w Nowym Jorku. Lokalni producenci energii odnawialnej mogą sprzedawać nadwyżki dla sąsiadów, a społeczności mogą utrzymywać lokalne zasoby energii, zmniejszając jej rozpraszanie oraz zwiększając wydajność lokalnej sieci elektroenergetycznej. * Piclo będąca owocem współpracy zawartej w Wielkiej Brytanii pomiędzy innowacyjną firmą technologiczną „Open Utility” a dostawcą energii odnawialnej „Good Energy”, w ramach której konsumenci biznesowi mogli kupować energię elektryczną bezpośrednio z lokalnych źródeł odnawialnych. Dane z liczników, ceny generatorów i informacje o preferencjach konsumentów były wykorzystywane do dopasowania zapotrzebowania na energię elektryczną i dostaw co pół godziny. Generatory mają kontrolę i wgląd w to, kto kupuje od nich energię elektryczną. Konsumenci mogą wybierać i ustalać priorytety, od których wytwórców kupują energię elektryczną. Piclo dopasowuje generację i zużycie zgodnie z preferencjami i lokalizacją, zapewniając klientom wizualizacje danych i analizy. Good Energy zapewnia umowy, dane z liczników, fakturowanie, obsługę klienta i równoważy rynek.   **IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE**  **oraz**  **V. Systemy wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego okresu wsparcia**  Komisja Europejska w wydanym komunikacie nr C/2022/481 „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią” (dalej: CEEAG) w motywie 122 przewidziała możliwość uznania za zgodną z rynkiem wewnętrznym pomocy operacyjnej na istniejące instalacje.  Zgodnie ze wspomnianym motywem w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku.  Należy tu zaznaczyć, że obecne wytyczne Komisji weszły w życie 27 stycznia 2022 r. i dotychczasowe programy wsparcia Państw Członkowskich były zatwierdzane zgodnie energią z Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020” (2014/C 200/01). Choć poprzednie regulacje w zakresie pomocy operacyjnej odnosiły się wprost do biomasy, to, mając na uwadze zalety środowiskowe energii z OZE oraz pozostawiając Państwom Członkowskim dużą swobodę w kształtowaniu programów wsparcia, Komisja zaakceptowała m.in. wsparcie operacyjne dla hydroelektrowni w Niemczech i biogazowni na Węgrzech i w Niemczech.  W kontekście obowiązującego komunikatu CEEAG należy podkreślić, że kluczowe dla uznania pomocy za spełniającą zasady zgodności jest jej oddziaływanie. Zgodnie z motywem 121 CEEAG „pomoc, która pokrywa koszty związane głównie z eksploatacją, a nie z inwestycją, powinno się stosować tylko w przypadku, gdy państwo członkowskie wykaże, że jej wynikiem są decyzje operacyjne bardziej przyjazne środowisku”.  Potrzebę udzielania pomocy finansowej na modernizację i utrzymanie zdolności produkcyjnych instalacji OZE po zakończeniu okresu wsparcia w Unii Europejskiej dostrzegło wiele krajów. Ze względu na szczególnie newralgiczny charakter tego segmentu i konieczność jego promowania ze środków publicznych podobne wsparcie wprowadzono dla przykładu w następujących krajach Unii Europejskiej:  Dania:  W maju 2020 roku Komisja Europejska zaakceptowała program wsparcia dla istniejących i zamortyzowanych instalacji na biomasę. Wsparcie ma pokryć nadwyżkę kosztów wytworzenia energii w takich instalacjach w stosunku do porównywalnych instalacji opartych na spalaniu węgla. Premia będzie obliczana corocznie i nie będzie mogła przekroczyć 0,11 DKK/kWh (ok. 0,068 zł/kWh). Koszty systemu wsparcia, który ma działać do 31 grudnia 2029 roku wyliczono na 4,15 mld DKK (2,55 mld zł). Komisja aprobując przyjęte rozwiązanie oparła się na wytycznych EEAG, przychylając się do argumentów strony duńskiej, która podkreślała pozytywny wpływ wsparcia na osiągnięcie poziomu 55% produkcji energii z OZE w 2030 roku i wygaszenia spalania węgla w 2050 roku.  Estonia:  W grudniu 2020 roku Komisja Europejska zaakceptowała przedłużenie estońskiego programu wsparcia dla istniejących i planowanych odnawialnych źródeł energii. Wsparcie ma pokryć różnicę między kosztami wytwarzania energii a rynkową ceną energii. W przypadku ujemnej różnicy, wytwórca zwróci odpowiednią kwotę. Ma to zapewnić ekonomiczną stabilność źródeł przy minimalizowaniu kosztów dla systemu.  Wsparcie będzie przyznawane w procedurze neutralnych technologicznie aukcji. Udział w nich będą mogły wziąć także istniejące instalacje wykorzystujące paliwa kopalne, które planują wymianę jednostek wytwórczych na oparte na odnawialnych źródłach energii. System zatwierdzono na 10 lat przy przewidywanych kosztach w wysokości 450 mln euro (2,06 mld zł).  Komisja w swojej decyzji oparła się na wytycznych EEAG, uznając że przyjęte rozwiązanie ogranicza do minimum koszty, a jednocześnie chroni wytwórców przed nagłymi zmianami cen na rynku. Dodatkowo, zwrócono uwagę na występowanie efektu zachęty w sytuacji, kiedy cena energii na rynku nie pokrywa kosztów produkcji. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Podmioty, na które oddziałuje projekt** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Grupa | | | Wielkość | | | | | | | | Źródło danych | | | | | | | | | | Oddziaływanie | | | | | | | | |
| Wytwórcy biometanu z biogazu lub biogazu rolniczego | | | potencjalnie kilkaset jednostek wytwórczych | | | | | | | | Własne | | | | | | | | | | Umożliwienie prowadzenia działalności gospodarczej - określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu.  Umożliwienie korzystania z mechanizmów wsparcia określonych w projekcie ustawy. | | | | | | | |
| Podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy | | | 19 | | | | | | | | Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r. | | | | | | | | | | Rozwój produkcji biometanu umożliwi szersze wykorzystanie tego paliwa do celów transportowych. | | | | | | | |
| Operatorzy systemu gazowego | | | Wg stanu na dzień 31.12.2021 r.:  ‒ operator systemu przesyłowego gazowego,  ‒ 53 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym jeden prawnie wydzielony),  ‒ operator systemu magazynowania,  ‒ 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego | | | | | | | | Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r. | | | | | | | | | | Zwiększenie aktywności inwestorów w obszarze projektów biometanowych skutkujące wzrostem wniosków o udzielenie zgody na przyłączenie biometanowni do sieci gazowej.  Uwzględnienie w kosztach prowadzonej działalności kosztów związanych z utrzymaniem instalacji mających na celu zapewnienie integracji wytwórców biometanu z sieciami gazowymi.  Dostosowanie funkcjonowania do utworzonego mechanizmu gwarancji pochodzenia dla biometanu. | | | | | | | |
| Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa | | | 1 | | | | | | | | Przepisy prawa | | | | | | | | | | Konieczność prowadzenia poszerzonego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o instalacje wytwarzające biometan z biogazu rolniczego.  Prowadzenie nadzoru nad przedsiębiorcami zajmującymi się wytwarzaniem biometanu z biogazu rolniczego. | | | | | | | |
| Klastry energii | | | 66 certyfikowanych klastrów energii+ 29 inicjatyw | | | | | | | | Krajowa Izba Klastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii | | | | | | | | | | Możliwość wykorzystania instrumentów wsparcia przewidzianych w przepisach projektowanej ustawy pod warunkiem dokonania wpisu do rejestru klastrów energii oraz spełnienia szczegółowych wymagań określonych w projektowanych przepisach. | | | | | | | |
| Podmioty posiadające koncesję na obrót lub wytwarzanie ciepła, w tym ciepła w kogeneracji | | | Ogółem 387 przedsiębiorstw koncesjonowanych | | | | | | | | Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach 2020 | | | | | | | | | | TU wpływ trzeba uzupełnić  Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej zakupu ciepła z OZE. | | | | | | | |
| Podmioty wytwarzające ciepło z OZE | | | Brak danych | | | | | | | | *-* | | | | | | | | | | Możliwość uzyskania gwarancji pochodzenia energii. | | | | | | | |
| Podmioty posiadające koncesję na dystrybucję lub przesyłanie ciepła | | | ok. 360 przedsiębiorstw koncesjonowanych | | | | | | | | Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach 2020 | | | | | | | | | | Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE. | | | | | | | |
| Końcowi odbiorcy ciepła, którzy zawarli umowę zakupu ciepła z przedsiębiorstwem koncesjonowanym | | | Brak danych | | | | | | | | - | | | | | | | | | | Prawo do odłączenia od nieefektywnych systemów energetycznych;  Ograniczenie możliwości odłączenia od efektywnych systemów energetycznych. | | | | | | | |
| Wytwórcy ciepła w instalacjach spalania wielopaliwowego | | | Kilkadziesiąt podmiotów, których liczbę trudno ustalić ze względu na dynamicznie podejmowane przez wytwórców decyzje o współspalaniu. | | | | | | | | Własne | | | | | | | | | | Objęcie obowiązkiem przyłączenia do sieci ciepłowniczej. | | | | | | | |
| Instalacje Termicznego Przekształcania Odpadów | | | 8 funkcjonujących zakładów  Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych | | | | | | | | Załącznik 3 do Krajowego Planu Gospodarki Odpadami:  https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/krajowy-plan-gospodarki-odpadami/sprawozdania-z-realizacji-krajowego-planu-gospodarki-odpadami/ | | | | | | | | | | Ograniczenie obowiązku zakupu energii przez przedsiębiorstwa ciepłownicze do wielkości produkcji z odnawialnych źródeł energii. | | | | | | | |
| Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektro-  energetycznych | | | 185 podmiotów | | | | | | | | Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r. | | | | | | | | | | Dostosowanie profilu działalności do wymogów w zakresie relacji z członkami klastra energii.  Obowiązek określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych. | | | | | | | |
| Spółki obrotu energią elektryczną | | | ok. 140 podmiotów | | | | | | | | <https://bip.ure.gov.pl> | | | | | | | | | | Możliwość świadczenia usług obrotu energią elektryczną dla klastrów energii zgodnie z regulacjami zawartymi w projekcie. | | | | | | | |
| Wytwórcy energii  w mikroinstalacjach (prosumenci) | | | ponad 1,1 miliona | | | | | | | | Agencja Rynku Energii, Informacja statystyczna o energii elektrycznej, październik 2022 | | | | | | | | | | Łatwy dostęp do informacji co przekłada się na ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań.  Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w nowe moce OZE. | | | | | | | |
| Wytwórcy energii w instalacjach OZE innych niż mikroinstalacje | | | 250 rocznie | | | | | | | | Szacunki własne | | | | | | | | | | Łatwy dostęp do informacji co przekłada się na ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań.  Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w nowe moce OZE.  Możliwość wymiany międzynarodowej gwarancji pochodzenia. | | | | | | | |
| Minister Klimatu i Środowiska | | | 1 | | | | | | | | Przepisy prawa | | | | | | | | | | Utworzenie i funkcjonowanie organizacja KPK OZE.  Opracowanie zintegrowanych planów na rzecz energii i klimatu, ich aktualizacji i sprawozdań. | | | | | | | |
| Urząd Regulacji Energetyki | | | 1 | | | | | | | | Przepisy prawa | | | | | | | | | | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem informacji o postępowaniach dot. udzielenia promesy / koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym.  Zwiększenie liczby zadań w związku z prowadzeniem rejestrów dotyczących klastrów energii i biometanu. | | | | | | | |
| Regionalni Dyrektorzy Ochrony Środowiska | | | 16 | | | | | | | | https://www.gdos.gov.pl/regionalni-dyrektorzy-ochrony-srodowiska | | | | | | | | | | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym. | | | | | | | |
| Wójtowie, Burmistrzowie, Prezydenci miast | | | 2479 | | | | | | | | Dane GUS | | | | | | | | | | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz decyzji o warunkach zabudowy. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym.  Udział samorządu lokalnego lub spółek samorządowych w klastrach. | | | | | | | |
| Starostowie | | | 314 | | | | | | | | http://administracja.mswia.gov.  pl/adm/baza-jst/843,Samorzadterytorialny-  w-Polsce.html | | | | | | | | | | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. pozwolenia na budowę. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym. | | | | | | | |
| Powiatowi Inspektorzy Nadzoru Budowlanego | | | 314 | | | | | | | | http://administracja.mswia.gov.  pl/adm/baza-jst/843,Samorzadterytorialny-  w-Polsce.html | | | | | | | | | | Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. pozwolenia na użytkowanie. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym. | | | | | | | |
| Jednostki akredytowane | | | Trudne do oszacowania | | | | | | | |  | | | | | | | | | | Możliwość świadczenia nowych usług polegających na weryfikacji danych znajdujących się we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz przekazaniu tego wniosku do URE. | | | | | | | |
| Polskie Centrum Akredytacji | | | 1 | | | | | | | | Szacunki własne | | | | | | | | | | Zwiększenie obciążenia poprzez większą ilość składanych wniosków o wydanie akredytacji ze względu na regulację, zgodnie z którą weryfikacji danych znajdujących się we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz przekazania tego wniosku do URE dokonują jednostki akredytowane. | | | | | | | |
| Towarowa Giełda Energii | | | 1 | | | | | | | | Szacunki własne | | | | | | | | | | Zwiększenie obciążenia poprzez dostosowanie rejestru gwarancji pochodzenia, do zmian wynikających ze zmiany przepisów (poszerzenie zakresu danych wpisywanych do rejestru) oraz uiszczanie opłaty członkowskiej w stowarzyszeniu AiB. | | | | | | | |
| 1. **Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Projekt ustawy w zakresie rozwiązań przygotowanych dla sektora biometanu podlegał roboczym, wstępnym uzgodnieniom z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministerstwem Rozwoju, Pracy i Technologii, URE oraz KOWR.  Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.  Projekt ustawy został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:   1. Enea Operator Sp. z o.o.; 2. Energa-Operator S.A.; 3. innogy Stoen Operator Sp. z o.o.; 4. PGE Dystrybucja S.A.; 5. Tauron Dystrybucja S.A.; 6. PKP Energetyka S.A.; 7. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.; 8. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.; 9. Client Earth; 10. Fundacją Greenpeace Polska; 11. Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej; 12. Fundacją WWF Polska; 13. Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności; 14. Instytut Energetyki Odnawialnej; 15. Instytut na Rzecz Ekorozwoju; 16. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii; 17. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie; 18. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska; 19. Izba Gospodarcza Gazownictwa 20. Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie; 21. Izba Projektowania Budowlanego; 22. Krajowa Izba Gospodarcza; 23. Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami; 24. Polska Geotermalna Asocjacja; 25. Polska Izba Biomasy; 26. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej; 27. Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego; 28. Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła; 29. Polski Komitet Energii Elektrycznej; 30. Polskie Centrum Akredytacji; 31. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.; 32. Polskie Stowarzyszenie Biogazu; 33. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej; 34. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej; 35. Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki; 36. Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne; 37. Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła; 38. Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego; 39. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych; 40. Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES; 41. Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki; 42. Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej; 43. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE); 44. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV; 45. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej; 46. Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii; 47. Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej; 48. Stowarzyszenie Papierników Polskich; 49. Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów; 50. Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów; 51. Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych; 52. Stowarzyszenie Urbanistów ZOIU; 53. Towarowa Giełda Energii S.A.; 54. Towarzystwo Elektrowni Wodnych; 55. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie; 56. Towarzystwo Obrotu Energią (TOE); 57. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych; 58. Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego; 59. Związek Banków Polskich; 60. Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej; 61. Baltic Power; 62. Baltic Trade and Invest; 63. Equinor; 64. Northland Power; 65. Ocean Winds; 66. Ørsted; 67. PGE Baltica; 68. Polenergia; 69. RWE; 70. Sea Wind; 71. Synthos Green Energy.   Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:   1. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa; 2. Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej; 3. Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców; 4. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów; 5. Urząd Regulacji Energetyki; 6. Młodzieżowa Rada Klimatyczna.   Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt został przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:   1. Pracodawcy RP; 2. Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan; 3. Związek Rzemiosła Polskiego; 4. Związek Pracodawców Business Centre Club; 5. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców; 6. Federacja Przedsiębiorców Polskich.   Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.  Projekt ustawy, z uwagi na regulacje w zakresie funkcjonowania klastrów energii w szczególności ich terytorialnego zakresu działania, wymagał zaopiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, zgodnie z zakresem spraw, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej. Projekt został przekazany do zaopiniowania KWRiST 25.02.2022 r., następnie z uwagi na żądanie przekazania projekt uzgodnionego, projekt został ponownie przekazany do zaopiniowania KWRiST. W dniu 23 listopada br. miało miejsce pierwsze posiedzenie Zespołu do Spraw Energii, Klimatu i Środowiska KWRiST, na którym przedstawiciel MKIŚ zaprezentował główne założenia UC99 ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dot. rozwoju sektora biometanu i klastrów energii. W dniu 14 grudnia br. podczas posiedzenia ww. Zespołu, przedstawiciel MKIŚ na prośbę członków tego Zespołu udzielił dodatkowych wyjaśnień do projektu dot. klastrów energii i biomasy. 21.12.2022 r. KWRiST negatywnie zaopiniowała projekt.  Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez RDS.  Projektowana regulacja będzie wymagała notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 743, z późn. zm.), której dokona Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Oprócz tego, projekt ustawy nie wymaga przedłożenia innym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w uchwale nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.  Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Wpływ na sektor finansów publicznych** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (ceny stałe z 2019 r.) | | | | Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | | 1 | | 2 | | 3 | | | 4 | | 5 | 6 | | | 7 | | | | 8 | 9 | | 10 | *Łącznie (0-10)* | |
| **Dochody ogółem** | | | | **0** | | **0** | | **0** | | **0** | | | **0** | | **0** | **0** | | | **0** | | | | **0** | **0** | | **0** | **0** | | |
| budżet państwa | | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | | 0 | | 0 | 0 | | | 0 | | | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| JST | | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | | 0 | | 0 | 0 | | | 0 | | | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | | 0 | | 0 | 0 | | | 0 | | | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| **Wydatki ogółem** | | | | **0** | | **4,78** | | **5,27** | | **5,40** | | | **6,83** | | **6,99** | **7,08** | | | **6,05** | | | | **6,18** | **6,39** | | **6,56** | **61,53** | | |
| budżet państwa | | | | 0 | | 4,78 | | 5,27 | | 5,40 | | | 6,83 | | 6,99 | 7,08 | | | 6,05 | | | | 6,18 | 6,39 | | 6,56 | 61,53 | | |
| JST | | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | | 0 | | 0 | 0 | | | 0 | | | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | | 0 | | 0 | 0 | | | 0 | | | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| **Saldo ogółem** | | | | **0** | | **-4,78** | | **-5,27** | | **-5,40** | | | **-6,83** | | **-6,99** | **-7,08** | | | **-6,05** | | | | **-6,18** | **-6,39** | | **-6,56** | **-61,53** | | |
| budżet państwa | | | | 0 | | -4,78 | | -5,27 | | -5,40 | | | -6,83 | | -6,99 | -7,08 | | | -6,05 | | | | -6,18 | -6,39 | | -6,56 | -61,53 | | |
| JST | | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | | 0 | | 0 | 0 | | | 0 | | | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| pozostałe jednostki (oddzielnie) | | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | | 0 | | 0 | 0 | | | 0 | | | | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| Źródła finansowania | | Planowane koszty będą pokrywane w ramach podniesienia limitu wydatków odpowiednich części budżetu państwa w części budżetowej 50 (dysponent URE), części budżetowej 51 – klimat (dysponent Minister Klimatu i Środowiska) oraz części budżetowej 83 – Rezerwy celowe (dysponent KPRM). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | **Wpływ na budżet państwa**  Projekt ustawy nakłada dodatkowe obowiązki na Prezesa URE w kilku obszarach, które zostały oszacowane w zakresie wpływu regulacji na sektor finansów publicznych (tabela powyżej). Wydatki zostały oszacowane w oparciu o dotychczasowe doświadczenie i wiedzę w zakresie kosztów osobowych oraz biorąc pod uwagę zakres i specyfikę nałożonych zadań na Prezesa URE.  W związku z wprowadzeniem nowych, nierealizowanych dotąd zadań, projekt zakłada także utworzenie nowych etatów w ramach struktury organizacyjnej Ministerstwa Klimatu i Środowiska.  **I. Biometan**  Obszar tenobejmuje konieczność rozbudowy oraz zapewnienia funkcjonowania rejestru wytwórców biogazu. Realizacja tego zadania będzie wymagała przygotowania odpowiedniej infrastruktury URE oraz zatrudnienia dodatkowego (1) pracownika.  Realizowane działania będą się wiązały z dodatkowymi kosztami po stronie URE w zakresie:  **Pozycja 1 – koszty infrastruktury:**  - wynajem powierzchni biurowej, koszty energii elektrycznej, sprzątanie, itp.,  - utworzenie stanowiska pracy (w tym niezbędnej infrastruktury) oraz jej utrzymania (szkolenia, itp.).  **Pozycja 2** **– koszty osobowe:**  Zgodnie z informacjami przekazanymi przez URE, bazując na dotychczasowym doświadczeniu w zakresie obsługi prowadzenia rejestrów działalności gospodarczej niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowej (1) osoby.  Tabela 6. Wartość kosztów dotyczących pozycji 1 i 2 w poszczególnych latach przedstawia się w sposób następujący:   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Pozycja** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | |  | **Koszty w zł** | | | | | | | | | | | | Pozycja 1 | 75 000 | 65 000 | 67 500 | 69 500 | 71 500 | 73 500 | 75 500 | 77 500 | 79 500 | 81 500 | | Pozycja 2 | 174 000 | 194 000 | 201 500 | 209 000 | 215 500 | 222 000 | 228 500 | 235 500 | 242 500 | 250 000 | | **Suma:** | **249 000** | **259 000** | **269 000** | **278 500** | **287 000** | **295 500** | **304 000** | **313 000** | **322 000** | **331 500** |   Do zakresu obowiązków pracownika URE należeć będzie: prowadzenie rejestru wytwórców biometanu, analizowanie wniosków o wpis do rejestru wytwórców biometanu, w tym dokonywanie zmian dotyczących wpisu, weryfikacja parametrów instalacji podlegającej wpisowi (poprawności składanych wniosków) oraz czynności związane z wykreśleniem z rejestru – jest to nowy rodzaj rejestru, dotychczas nie prowadzony w URE.  Do zadań osoby zajmującej się obsługą rejestru należy również prowadzenie cyklicznej aktualizacji rejestru, związane z wymogiem publikowania rejestru oraz prowadzenie postepowań w zakresie naruszenia obowiązku dokonania wpisu do odpowiedniego rejestru, w tym wydawanie decyzji w przedmiocie zakazu prowadzenia działalności gospodarczej objętej wpisem oraz wymierzenie kar pieniężnych.  Ponadto, zgodnie z informacjami przekazanymi przez KOWR, z uwagi na fakt, iż rejestr wytwórców biometanu będzie prowadzony w ramach obecnie prowadzonego rejestru biogazu rolniczego, nie istnieje potrzeba zapewniania dodatkowych środków na obsługę tego systemu.  **II. Klastry energii**  Realizowane działania będą się wiązały z dodatkowymi kosztami po stronie URE w zakresie:  **Pozycja 1 – koszty infrastruktury:**  - wynajem powierzchni biurowej, koszty energii elektrycznej, sprzątanie, itp.,  - utworzenie stanowiska pracy (w tym niezbędnej infrastruktury) oraz jej utrzymania (szkolenia, itp.).  **Pozycja 2 – koszty osobowe:**  Nowe zadania dotyczyć będą postępowań o wpis, zmianę lub wykreślenie wpisu w rejestrze klastrów energii, a także rejestrowania i procedowania sprawozdań rocznych klastrów energii. Zgodnie z informacjami przekazanymi przez URE, bazując na dotychczasowym doświadczeniu, oraz uwzględniając liczbę potencjalnych klastrów energii (obecnie około 100 działających przy braku systemu wsparcia), niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowych (2) osób, których zadaniem będzie prowadzenie rejestru klastrów energii.  Tabela 7. Wartość kosztów dotyczących pozycji 1 i 2 w poszczególnych latach przedstawia się w sposób następujący:   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Pozycja** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | |  | **Koszty w zł** | | | | | | | | | | | | Pozycja 1 | 150 000 | 130 000 | 134 500 | 138 000 | 141 500 | 145 500 | 149 500 | 153 500 | 157 500 | 161 500 | | Pozycja 2 | 348 000 | 387 500 | 402 000 | 416 500 | 429 000 | 441 500 | 454 500 | 468 000 | 482 000 | 496 000 | | **Suma:** | **498 000** | **517 500** | **536 500** | **554 500** | **570 500** | **587 000** | **604 000** | **621 500** | **639 500** | **657 500** |   **III.1. Ciepłownictwo i chłodnictwo**  W zakresie wydatków z budżetu państwa uwzględniono koszty przeznaczone na zatrudnienie nowych pracowników odpowiedzialnych za obsługę wniosków o uzgodnienie planu rozwoju w części przewidującej, że system ciepłowniczy danego przedsiębiorstwa będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki uznania za efektywny energetycznie system ciepłowniczy oraz obsługę dodatkowej sprawozdawczości. Uwzględniono wzrost zatrudnienia w jednostkach publicznych uczestniczących w procesach związanych z tymi zadaniami w Urzędzie Regulacji Energetyki (URE).  W perspektywie 10 lat przewiduje się zatrudnienie 6 pracowników w URE. Zasady i tryb kształtowania wynagrodzeń w państwowej sferze budżetowej określają przepisy ustawy z dnia 23 grudnia 1999 r. o kształtowaniu wynagrodzeń w państwowej sferze budżetowej oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz.U. z 2020 r. poz. 1658); stosownie do przepisów art. 9 ust. 1 pkt 4 tej ustawy, w ustawie budżetowej na dany rok ustala się m.in. kwoty wynagrodzeń dla państwowych jednostek budżetowych dla poszczególnych grup pracowników w podziale na części i działy klasyfikacji dochodów i wydatków.  Realizacja nowych zadań w URE nie ma charakteru wyłącznie administracyjnego, ale przede wszystkim wymaga eksperckiej wiedzy w zakresie m.in. ekonomii, wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, technicznych aspektów wytwarzania ciepła, uwarunkowań rynków energii elektrycznej i ciepła, uwarunkowań prawnych prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W związku z powyższym, niezbędne jest zatrudnienie pracowników na tych stanowiskach na odpowiednim poziomie.  Na wydatki budżetowe związane z utworzeniem i funkcjonowaniem stanowisk pracy dla osób odpowiedzialnych za obsługę wniosków o uzgodnienie planu rozwoju w części przewidującej, że system ciepłowniczy danego przedsiębiorstwa będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki uznania za efektywny energetycznie system ciepłowniczy oraz obsługę dodatkowej sprawozdawczości składają się następujące grupy kosztów:   * koszty wynagrodzeń i pochodnych od wynagrodzeń pracowników zatrudnionych do zapewnienia obsługi systemu; * koszty utrzymania stanowisk pracy - koszty stałe, uwzględniające wydatki m.in. na badania, ZFŚS itp.; * dodatkowo, uwzględniono koszty wynajmu powierzchni biurowej.   W tabeli poniżej przedstawiono zestawienie kosztów ponoszonych z tytułu wynagrodzeń od 2023 r. w URE, z uwagi na zatrudnienie pracowników na potrzeby zapewnienia funkcjonowania uzgadniania planów rozwoju i dodatkowej sprawozdawczości (pozycja 2) oraz kosztów utrzymania, tj. wynajmu powierzchni biurowej, kosztów energii elektrycznej i sprzątania (pozycja 1).  Tabela 8. Planowane koszty URE od 2024 r. wynikające z zatrudnienia dwudziestu (6) nowych pracowników w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa.   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Pozycja** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | |  | **Koszty w zł** | | | | | | | | | | | | Pozycja 1 | 450 000 | 390 000 | 403 715 | 413 860 | 424 285 | 435 000 | 446 000 | 457 285 | 468 860 | 480 715 | | Pozycja 2 | 1 044 000 | 1 114 285 | 1 148 860 | 1 182 285 | 1 216 715 | 1 252 000 | 1 288 430 | 1 288 430 | 1 364 430 | 1 404 000 | | **Suma:** | **1 494 000** | **1 504 285** | **1 552 575** | **1 596 145** | **1 641 000** | **1 687 000** | **1 734 430** | **1 745 715** | **1 833 290** | **1 884 715** |   **III.2. Gwarancje pochodzenia**  **Pozycja 1 – koszty infrastruktury:**  Koszty dotyczące zapewnienia obsługi uczestnictwa URE w AIB oraz wydawania nowych rodzajów gwarancji pochodzenia związane są z:  - wynajmem powierzchni biurowej, kosztami energii elektrycznej, sprzątaniem, itp.,  - utworzenie stanowiska pracy (w tym niezbędnej infrastruktury) oraz jej utrzymania,  - kosztami delegacji i tłumaczeń.  **Pozycja 2 – koszty osobowe:**  Przystąpienie URE do AIB będzie wiązało się z koniecznością aktywnego uczestnictwa przedstawiciela URE w funkcjonowaniu Stowarzyszenia, w tym w obszarze przygotowywania szeregu raportów, udziału w głosowaniach w sprawach związanych z funkcjonowaniem AIB, udziału w spotkaniach przedstawicieli Członków AIB, a zatem konieczne będzie zapewnienie dodatkowego etatu, przewidującego zatrudnienie (1) osoby, o adekwatnych kwalifikacjach, dedykowanej realizacji zadań w tym obszarze.  Jeżeli chodzi o planowane etaty założono do wyliczeń kosztów zatrudnienia, że osoba zatrudniona w ramach zadania pt. uczestnictwo Urzędu Regulacji Energetyki w AIB zatrudniona będzie pracownik na stanowisku głównego specjalisty.  Natomiast realizacja dodatkowych zadań Prezesa URE przewidzianych projektem ustawy, tj. wydawanie nowych rodzajów gwarancji pochodzenia przewidzianych dla biometanu, ciepła albo chłodu oraz wodoru odnawialnego, wymaga zapewnienia trzech (3) nowych etatów dedykowanych (w tym jeden IT) zarówno wydawaniu nowego rodzaju gwarancji pochodzenia, w tym we współpracy z jednostkami posiadającymi akredytację Polskiego Centrum Akredytacji lub innej krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, jak i wymianie informacji o wydanych gwarancjach z Towarową Giełdą Energii S.A. Wydawanie nowych rodzajów gwarancji będzie wymagało eksperckiej wiedzy w zakresie m.in. wytwarzania biometanu, wodoru odnawialnego, ciepła i chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, technicznych aspektów ich wytwarzania, a także uwarunkowań prawnych prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania wodoru odnawialnego, biometanu, ciepła i chłodu. Konieczność zwiększenia etatowego w obszarze wydawania gwarancji pochodzenia wynika również z lawinowego wzrostu wniosków o ich wydanie – obecnie rocznie wpływa ponad 10 000 wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia (na wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii, nie uwzględniając wpływu wniosków o wydanie nowych rodzajów gwarancji pochodzenia).  Tabela 9. Planowane koszty URE od 2024 r. wynikające z zatrudnienia czterech (4) nowych pracowników w obszarze gwarancji pochodzenia   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Pozycja** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | |  | **Koszty w zł** | | | | | | | | | | | Pozycja 1 | 400 000 | 360 000 | 371 500 | 381 000 | 391 000 | 401 000 | 411 500 | 422 000 | 433 000 | 444 000 | | Pozycja 2 | 696 000 | 776 000 | 805 000 | 833 500 | 859 000 | 884 000 | 910 000 | 936 500 | 964 000 | 992 000 | | **Suma:** | **1 096 000** | **1 136 000** | **1 176 500** | **1 214 500** | **1 250 000** | **1 285 000** | **1 321 500** | **1 385 500** | **1 397 000** | **1 436 000** |   **III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE**  Doświadczenia w realizacji Programu „Mój Prąd”, realizowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, wskazują na potrzebę zaangażowania urzędu w proceduralne wsparcie Klientów. Wynika to w szczególności z faktu, iż inwestycje w odnawialne źródła energii, zarówno w mikroskali jaką są instalacje prosumenckie, jak i skali większej (chociaż wciąż nie w skali przemysłowej) w coraz większej mierze przyciągają osoby, które dotąd nigdy nie były aktywnym uczestnikiem rynku energii. Podkreślenia wymaga, że tylko w skali programu „Mój Prąd”, dotyczącego finansowania już ukończonych inwestycji, oznaczało to zaangażowanie na poziomie ponad 30 osób, powiązane koszty obsługi biura (np. księgowość) i obciążenie na poziomie około 500 połączeń telefonicznych dziennie.  Biorąc pod uwagę przyjętą koncepcję KPK OZE, istnieje konieczność zapewnienia obsługi eksperckiej jego funkcjonowania. W oparciu o przedstawione powyżej doświadczenie i wiedzę wynikającą ze sprawowania przez Ministra Klimatu i Środowiska nadzoru nad działem administracji rządowej klimat, w ramach którego to działu wykonuje się zadania związane z zarzadzaniem i koordynacją programów w zakresie upowszechniania, rozwoju i promocji wykorzystywania technologii niskoemisyjnych i zeroemisyjnych, wdrożenie KPK OZE wymagać będzie powstania nowego wydziału w strukturze ministerstwa, a co za tym idzie zatrudnienia dodatkowych pracowników w ilości pięciu (5) osób oraz zapewnienia właściwej infrastruktury.  **Pozycja 1 – koszty infrastruktury:**  Utworzenie stanowisk pracy (w tym niezbędnej infrastruktury) oraz jej utrzymania (szkolenia, itp.).  **Pozycja 2 – koszty osobowe:**  **4 etaty** – obsługa KPK OZE będzie wymagać realizacji m.in. następujących zadań:   * przeprowadzenie postępowania w zakresie zamówienia publicznego na wybór wykonawcy kompleksowego przygotowania treści informacyjnych znajdujących się na stronie internetowej KPK OZE. Będzie ono obejmowało zarówno aspekty formalne, jak i weryfikację przygotowanych treści - wszyscy pracownicy wraz z obsługą odpowiednich komórek merytorycznych MKiŚ; * uruchomienie właściwej strony internetowej KPK OZE oraz monitorowanie jej sprawnego (technicznego) wdrożenia i funkcjonowania - 2 pracowników z niezbędną współpracą z działem IT; * monitorowanie oraz aktualizacja informacji na stronie internetowej KPK OZE polegająca w szczególności na pracach w zakresie zmian prawnych dla każdego z rodzajów procesów inwestycyjnych, w tym (i) wielkości instalacji (mikro, małe, duże instalacje OZE), (ii) technologii (m.in. wiatr, fotowoltaika, biogaz, biomasa, energetyka wodna) oraz (iii) etapów procesu inwestycyjnego (w szczególności etap wyboru lokalizacji, decyzji środowiskowej, zmiany studium zagospodarowania przestrzennego, przyjęcia lub zmiany MPZP, uzyskania przyłączenia do sieci, pozwolenia budowlanego) – wszyscy pracownicy; * katalogowanie, a w miarę konieczności także inicjowanie niezbędnych kierunków zmian w procesach inwestycyjnych, w tym zgłaszanie przełożonym inicjatyw prawodawczych – wszyscy pracownicy; * przygotowanie sprawozdań i raportów z funkcjonowania KPK OZE - wszyscy pracownicy; * obsługa zapytań wnioskodawców KPK OZE (osoby fizyczne oraz osoby prawne) w formie kontaktu telefonicznego a także poprzez obsługę skrzynek e-mail – wszyscy pracownicy; * występowanie do właściwych organów merytorycznych, w tym do organów administracji terenowej, w celu uzyskania odpowiedzi na pytania zadane za pośrednictwem KPK OZE – 2 pracowników; * przygotowywanie odpowiedzi na pytania zadane za pośrednictwem KPK OZE, które nie wymagają wystąpienia do właściwych organów merytorycznych, w tym w szczególności: * opracowywanie odpowiedzi na zapytania o informację publiczną; * opracowywanie odpowiedzi, w tym występowanie do innych organów o wkład merytoryczny do odpowiedzi na interpelacje poselskie i zapytania dziennikarzy,   - 2 pracowników;  **1 etat –** nadzór wydziału nad terminowym oraz rzetelnym wykonywaniem obowiązków, akceptowanie pism wychodzących, a także sprawozdań i raportów z funkcjonowania KPK OZE.  Do wyliczeń kosztów zatrudnienia założono, że osoby zatrudnione w ramach 4 etatów będą zatrudnione na stanowiskach od specjalisty do głównego specjalisty, natomiast jedna osoba nadzorująca pracę wydziału, będzie na stanowisku naczelnika wydziału.  **IV. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu**  Opracowanie zintegrowanego planu na rzecz energii i klimatu wiąże się z koniecznością przygotowania dwóch komponentów: strategicznego i analityczno-prognostycznego, o szerokim zakresie merytorycznym wskazanym w szczególności w Załączniku 1 do rozporządzenia 2018/1999. Zgodnie z przepisami ww. rozporządzenia, krajowy plan powinien zwierać część strategiczną (opisującą założenia, cele, polityki i działania), jak również część analityczną – zawierającą diagnozę i prognozy klimatyczno-energetyczne co najmniej do 2040 r. Analogiczne wymagania znajdują zastosowanie do aktualizacji krajowego planu. Ze względu na wymagania prawne, konieczne jest również przeprowadzenie konsultacji publicznych w wymiarze krajowym i regionalnym (konsultacje międzynarodowe). Dodatkowo, przewidywana jest również możliwość opracowania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.  **Pozycja 3 – koszty analiz i prognoz**  Sporządzenie krajowego planu na rzecz energii i klimatu wiązać się będzie z koniecznością przeprowadzenia szeregu działań, uwzględniających m.in. zlecenie realizacji następujących czynności:   * opracowanie wieloaspektowych analiz i prognoz o zakresie zgodnym z Załącznikiem 1 do rozporządzenia 2018/1999; * opracowania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.   Koszt działań w ramach Pozycji 3. oszacowano na poziomie ok. 3,73 mln zł w latach 2027-29 r., przy czym koszt ten dotyczy opracowania analiz i prognoz wyłącznie w jednym cyklu sporządzenia nowego KPEiK. Koszt aktualizacji KPEiK przewidzianej na lata 2023-24 nie został ujęty w OSR ze względu na wcześniejsze zabezpieczenie środków na ten cel.  **VI. Modernizacja instalacji OZE oraz wsparcie operacyjne dla instalacji OZE**  Projekt zakłada rozszerzenie dotychczasowego aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff - FiT) i dopłaty do ceny rynkowej (feed-in-premium – FiP) o instalacje zmodernizowane oraz wprowadzenie zupełnie nowego systemu wsparcia operacyjnego w postaci aukcji na wsparcie operacyjne dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW oraz dopłaty do ceny rynkowej dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Takie zmiany legislacyjne wiąż się z szeregiem nowych zadań dla Prezesa URE. Należą do nich:   * obsługa nowego rodzaju wsparcia operacyjnego, co w ramach systemu FIP będzie wiązało się z prowadzeniem pełnego postępowania jak ma to miejsce w obecnym kształcie, a w systemie aukcji na wsparcie operacyjne z wprowadzeniem zupełnie nowych zasad dopuszczania do systemu, * obsługa wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, który to obszar został znacząco zmodyfikowany i rozbudowany względem obecnie obowiązującego zakresu, zwłaszcza w zakresie ustalania prawidłowego poziomu i okresu wsparcia, * rozszerzenie zakresu prowadzonych przez Prezesa URE kontroli względem nowych i rozbudowanych systemów.   Należy podkreślić, że proponowane w projekcie ustawy zmiany dotyczą nowych kategorii instalacji dotychczas nieobjętych regulacjami prawnymi, tym samym konieczne jest utworzenie nowego Wydziału dedykowanemu wsparciu operacyjnemu, który umożliwi obsługę nowych beneficjentów, bez uszczerbku dla zachowania ciągłości funkcjonowania systemów wsparcia obecnie obowiązujących oraz poszerzenie zasobów osobowych zajmujących się dotychczasowymi systemami wsparcia.  W okresie 2023-2032 koszty związane z zapewnieniem obsługi nowych zadań w obszarze wsparcia operacyjnego związane z wynajmem powierzchni biurowej, kosztami energii elektrycznej, sprzątaniem, itp., utworzenie stanowiska pracy (w tym niezbędnej infrastruktury) oraz jej utrzymania (szkolenia, itp.) wynoszą: 2 592 000 zł (pozycja 1), koszty osobowe (4 etaty, w tym etat naczelnika wydziału ds. wsparcia operacyjnego) wynoszą: 8 656 000 zł (pozycja 2). Łączne koszty to: 11 248 000 zł.  Tabela 10. Planowane koszty URE od 2024 r. wynikające z zatrudnienia czterech (4) nowych pracowników w obszarze wsparcia operacyjnego   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Pozycja** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | |  | **Koszty w zł** | | | | | | | | | | | Pozycja 1 | 0 | 300 000 | 260 000 | 268 500 | 275 500 | 282 500 | 290 000 | 297 500 | 305 000 | 313 000 | | Pozycja 2 | 696 000 | 776 000 | 805 000 | 833 500 | 859 000 | 884 000 | 910 000 | 936 500 | 964 000 | 992 000 | | **Suma:** | **696 000** | **1 076 000** | **1 065 000** | **1 102 000** | **1 134 500** | **1 166 500** | **1 200 000** | **1 234 000** | **1 269 000** | **1 305 000** |   **Podsumowanie kosztów przedstawionych regulacji**  Ministerstwo Klimatu i Środowiska  Tabela 13. Planowane koszty MKiŚ od 2024 r. wynikające z utworzenia krajowego punktu kontaktowego OZE, w tym z zatrudnienia pięciu (5) nowych pracowników (Pozycja 1 i 2) oraz działań związanych z opracowaniem krajowego planu na rzecz energii i klimatu (Pozycja 3):   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Pozycja** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | |  | **Koszty w zł** | | | | | | | | | | | Pozycja 1 | 50 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | Pozycja 2 | 701 970 | 780 676 | 800 193 | 820 198 | 840 703 | 861 720 | 883 263 | 905 345 | 927 978 | 951 178 | | Pozycja 3 | 0 | 0 | 0 | 1 264 962 | 1 264  962 | 1 202 353 | 0 | 0 | 0 | 0 | | **Suma:** | **751 970** | **780 676** | **800 193** | **2 085 160** | **2 105 665** | **2 064 073** | **883 263** | **905 345** | **927 978** | **951 178** |   Do wyliczenia kosztów wynikających z uruchomienia nowych etatów w ramach MKiŚ przyjęto dane wykazywane w sprawozdaniu Rb-70 za II kw. 2021 r. o zatrudnieniu i wynagrodzeniach. Podstawą do wyliczeń była zatem kwota 9 778,93 zł brutto średnio na etat bez względu na zaszeregowanie czy funkcję. Do kosztów wynagrodzenia dodano także pochodne od wynagrodzeń, a od 2025 roku także dodatkowe wynagrodzenie roczne (DWR) wraz z waloryzacją. W pierwszym roku uwzględniono kwotę 10 tys. zł na koszty związane z wyposażeniem nowoutworzonego stanowiska.  Do wyliczenia kosztów związanych z opracowaniem krajowego planu na rzecz energii i klimatu przyjęto:   * szacowaną wartość zamówienia na analizy i prognozy do aktualizacji KPEiK, przeprowadzoną w IV kw. 2022 r., która następnie została powiększona w oparciu o prognozy współczynnika inflacji; * bazową szacowaną wartość zlecenia prognozy na potrzeby strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla KPEiK 2021-2030, która następnie została powiększona uwzględniając współczynnik inflacji.   Szczegółowe przedstawienie ww. kosztów (dla MKiŚ):  Kalkulacja wynagrodzeń wraz z pochodnymi dla **jednego (1) etatu** w korpusie służby cywilnej w skali pierwszych 12 m-cy funkcjonowania etatu w ramach Krajowego Punktu Kontaktowego OZE utworzonego w ramach wdrożenia dyrektywy RED II:   * wynagrodzenia osobowe dla 1 etatu korpusu służby cywilnej = 9 778,93 zł x 1 etat x 12 m-cy = 117 347 zł brutto; * składki na ubezpieczenie społeczne finansowane przez pracodawcę (17,19%) = 117 347 zł x 17,19% = 20 172 zł brutto; * składki na Fundusz Pracy (2,45%) = 117 347 zł x 2,45% = 2 875 zł brutto; * dodatkowe środki na wyposażenie stanowiska pracy (roczne) 10 000 zł na 1 etat   Ogółem skutki uruchomienia nowego **jednego** **(1) etatu** w korpusie służby cywilnej w okresie pierwszych 12 m-cy, tj. wynagrodzenie i pochodne = 140 394 zł brutto + 10 000 zł wyposażenie stanowiska pracy = 150 394 zł brutto.  Kolejny rok i następne lata funkcjonowania etatu:   * wynagrodzenia osobowe dla 1 etatu korpusu służby cywilnej = 9 778,93 zł x 1 etat x 12 m-cy = 117 347 zł brutto; * dodatkowe wynagrodzenie roczne (8,5% )= 117 347zł x 8,5% = 9 975 zł brutto * składki na ubezpieczenie społeczne finansowane przez pracodawcę (17,19%) = (117 347 zł+ 9 975 zł) x 17,19% = 21 886 zł brutto; * składki na Fundusz Pracy (2,45%) = (117 347 zł+ 9 975 zł) x 2,45% = 3 119 zł brutto.   Skutki uruchomienia nowego **jednego (1) etatu** w korpusie służby cywilnej w okresie kolejnych 12 miesięcy = 152 327 zł brutto + waloryzacja  Wydatki budżetu państwa stanowiące skutek finansowy wynikający z wdrożenia dyrektywy RED II, w tym zwiększenie zatrudnienia w MKiŚ od 2023 r. o **pięć (5) etatów**, zostaną pokryte z części 51 - Klimat, zwiększonej o kwoty wskazane w tzw. regule wydatkowej w projektowanej ustawie.  W przypadku niezabezpieczenia w limicie MKiŚ środków na ten cel na 2023 r. sfinansowanie kosztów zwiększenia zatrudnienia w MKiŚ w 2023 r. nastąpi w ramach rezerwy celowej budżetu państwa na zwiększenie w części 51 - Klimat.  Urząd Regulacji Energetyki  Tabela 14. Łączne planowane koszty URE od 2024 wynikające z kosztów infrastruktury (pozycja 1) oraz kosztów zatrudnienia **siedemnastu (17) nowych** pracowników (pozycja 2):   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Pozycja** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **2031** | **2032** | **2033** | |  | **Koszty w zł** | | | | | | | | | | | | Pozycja 1 | 1 075 000 | 1 245 000 | 1 237 215 | 1 270 860 | 1 303 785 | 1 337 500 | 1 372 500 | 1 407 785 | 1 443 860 | 1 480 715 | | Pozycja 2 | 2 958 000 | 3 247 785 | 3 362 360 | 3 474 785 | 3 579 215 | 3 683 500 | 3 791 430 | 3 864 930 | 4 016 930 | 4 134 000 | | **Suma:** | 4 033 000 | 4 492 785 | 4 599 575 | 4 745 645 | 4 883 000 | 5 021 000 | 5 163 930 | 5 272 715 | 5 460 790 | 5 614 715 |   **Wpływ na sektor finansów publicznych**  **I. Biometan**  Z uwagi na fakt, iż jednostki sektora finansów publicznych również są odbiorcami gazu ziemnego, rozwój sektora biometanu będzie wywierał wpływ na ich funkcjonowanie i będzie efektem szacowanego wzrostu kosztów zaopatrzenia w paliwo gazowe.  Jednocześnie rozwój instalacji biometanowych wykorzystujących bioodpady oraz odpady komunalne może wywołać pozytywny wpływ na samorządy gmin, które zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 września 1996 r. *o utrzymaniu czystości i porządku w gminach* w ramach zadań własnych gminy są m.in. odpowiedzialne za system gospodarowania odpadami komunalnymi, jak również zapewniają selektywne zbieranie odpadów takich jak bioodpady.  Samorządy zobowiązane są do ograniczania masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji przekazywanych do składowania. W zależności od miejsca wytwarzania, rodzaju zabudowy miejscowości oraz sezonowości ilość materii organicznej powstająca w odpadach komunalnych określa się na poziomie 25-35%. Strumień odpadów biodegradowalnych powstałych z selektywnej zbiórki sukcesywnie wzrasta, natomiast samorządy są zobligowane do wskazania miejsc jego zagospodarowania. Podejmowane w tym zakresie działania wpływają na koszty funkcjonowania samorządów, powodując konieczność podnoszenia opłat za śmieci lub dopłacania z własnych środków, niejednokrotnie kosztem realizacji innych zadań.  Rozwój sektora biometanu powiązany z rozwojem biogazowni stanowi szansę dla wielu jednostek samorządu terytorialnego na obniżenie kosztów gospodarki komunalnej w przypadku zaadresowania odpowiedniego strumienia odpadów ulegających biodegradacji do produkcji biometanu.  **II. Klastry**  Projektowane regulacje pozytywnie wpłyną na jednostki samorządu terytorialnego, które należą do klastra (są stronami porozumienia) poprzez obligatoryjny udział jednostki samorządu terytorialnego w porozumieniu klastra energii lub spółki kapitałowej utworzonej na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji, a także zapewnienie pozytywne oddziaływanie na lokalną społeczność oraz możliwość obniżenia kosztów związanych z energią elektryczną dzięki proponowanym zachętom do zużycia własnego oraz autobilansowania.  Stworzenie dodatkowych zachęt do inwestycji w lokalne i rozproszone źródła energii może przyczynić się do rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym na danym obszarze zwiększając przychody samorządów przez wzrost lokalnego zatrudnienia (obsługa źródeł, dostawa paliw), oraz dochody powiązane z inwestycjami oraz opodatkowaniem dochodów i majątku wytwórców energii.  **III.1. Wsparcie dla ciepłownictwa i chłodnictwa z OZE**  **Dochody ogółem**  Budowa nowych, odnawialnych źródeł ciepła generować będzie dodatkowe dochody budżetu państwa m. in. podatku dochodowego, podatku VAT. Z uwagi na różnorodność procesu inwestycyjnego w odniesieniu do różnych typów źródeł ciepła, pominięte zostały dodatkowe przychody budżetu generowane na samym etapie inwestycji (budowy) – uwzględniono jedynie zwiększone dochody na etapie funkcjonowania nowych jednostek.  **Podatek dochodowy**  Dochody budżetu państwa z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych i fizycznych nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym z uwagi na zróżnicowanie podmiotów korzystających z zaproponowanego mechanizmu wsparcia. Z jednej strony należy zauważyć, iż brak wejścia w życie ustawy będzie skutkował prawdopodobnym pogorszeniem wyniku finansowego przed opodatkowaniem (być może także straty podatkowe) w odniesieniu do przedsiębiorstw wytwarzających ciepo, które będą musiały ograniczyć lub zaprzestać wytwarzania ciepła ze względu na odłączanie się odbiorców przyłączonych do sieci, którzy znajdą alternatywne sposoby zaopatrzenia w ciepło – bez obciążeń kosztami emisji CO2.  Z drugiej strony, wprowadzenie proponowanych rozwiązań pozwoli na utrzymanie dotychczasowej pozycji przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, a także stymulować będzie inwestycje w nowe odnawialne źródła ciepła, co powinno przyczyniać się do generowania nowej wartości dodanej.  **Podatek VAT**  Dochody budżetu państwa z tytułu podatku VAT nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym, ponieważ ze względu na zróżnicowaną strukturę podmiotów, do których sprzedawane będzie ciepło z nowych źródeł (Wspólnoty Mieszkaniowe, Spółdzielnie Mieszkaniowe, gospodarstwa domowe wolnostojących domach, Towarzystwa Budownictwa Społecznego) nie jest możliwe precyzyjne wskazanie, jaka część płaconego podatku VAT od sprzedaży ciepła będzie stanowiła dochód budżetu państwa. Niemniej jednak spodziewany jest utrzymanie stałego dochód budżetu państwa z tego tytułu.  **IV. Modernizacja instalacji OZE**  **V. Wsparcie operacyjne**  Planowane systemy wsparcia dla instalacji modernizowanych oraz wsparcia operacyjnego (operacyjnego) zakładają wykorzystanie różnych modeli wsparcia – z uwzględnieniem interesów wytwórców a także efektywności kosztowej z punktu widzenia interesu państwa i ciężarów ponoszonych przez odbiorców energii.  Nowe inwestycje w modernizowane instalacje, podobnie jak w przypadku inwestycje w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa będą stanowić pozytywny impuls rozwojowy i zwiększenie dochodów budżetu państwa.  Po stronie wydatkowej, w związku z faktem, iż planowane systemy wsparcia będą dotyczyć podobnych podmiotów i opierać się na podobnych założeniach co istniejące systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii (w szczególności model aukcyjny), należy spodziewać się, że administracyjne koszty jego funkcjonowania również będą zbliżone, co do struktury. Powyższe odnosi się do kosztów przygotowania i zarządzania systemem informatycznym oraz kosztów obsługi tego mechanizmu wsparcia (koszty osobowe ponoszone przez Urząd Regulacji Energetyki wymienione powyżej).  Należy w tym miejscu zauważyć, że sam koszt udzielanego wsparcia będzie zależny w znakomitej większości od giełdowej ceny energii. Zatem, w przypadku utrzymującego się trendu wzrostowego cen energii w kolejnych latach, można założyć, że koszty ww. systemów wsparcia będą coraz niższe.  Trzeba także podkreślić, że alternatywą dla systemu modernizacja lub wsparcia operacyjnego jest budowa nowych instalacji OZE w pełnej wysokości jej wyceny rynkowej, co jest rozwiązaniem znacząco droższym i mniej korzystnym dla kosztów ponoszonych przez konsumenta.  **Innym założeniem przyjętym na potrzeby oszacowania kosztów jest podział w stosunku 50% do 50% między instalacjami wchodzącymi do systemu modernizacji oraz operacyjnego systemu wsparcia.**  **Na bazie przyjętych założeń, koszt systemów modernizacji i wsparcia operacyjnego wyniesie w perspektywie roku 2045 ok. 11,27 mld złotych.**  Tabela. 11. Szacunki dotyczące kosztu systemów modernizacji i wsparcia operacyjnego   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | Modernizacja | | Wsparcie operacyjne | | | Rok wyjścia instalacji z dotychczasowego systemu | **Wysokość szacowanego wsparcia** | **Rok wyjścia instalacji z dotychczasowego systemu** | **Wysokość szacowanego wsparcia** | | 2020-2023 | 166 837 759,62 zł |  |  | | 2024 | 189 565 800,67 zł |  |  | | 2025 | 222 089 023,90 zł | **2020-2025** | 40 212 599,88 zł | | 2026 | 257 168 886,51 zł | **2026** | 51 395 076,79 zł | | 2027 | 362 036 964,78 zł | **2027** | 71 490 326,54 zł | | 2028 | 432 787 631,47 zł | **2028** | 103 188 509,89 zł | | 2029 | 477 367 082,23 zł | **2029** | 119 686 918,06 zł | | 2030 | 538 931 068,24 zł | **2030** | 137 358 431,86 zł | | 2031 | 556 176 862,42 zł | **2031** | 141 753 901,68 zł | | 2032 | 573 974 522,02 zł | **2032** | 146 290 026,53 zł | | 2033 | 592 341 706,72 zł | **2033** | 150 971 307,38 zł | | 2034 | 611 296 641,34 zł | **2034** | 155 802 389,22 zł | | 2035 | 630 858 133,86 zł | **2035** | 160 788 065,67 zł | | 2036 | 651 045 594,14 zł | **2036** | 109 069 098,28 zł | | 2037 | 671 879 053,16 zł | **2037** | 98 565 948,45 zł | | 2038 | 693 379 182,86 zł | **2038** | 75 629 262,42 zł | | 2039 | 439 401 764,19 zł | **2039** | 36 460 351,39 zł | | 2040 | 424 678 326,97 zł | **2040** | 18 966 235,86 zł | | 2041 | 394 473 723,81 zł |  |  | | 2042 | 360 793 319,30 zł |  |  | | 2043 | 212 373 282,61 zł |  |  | | 2044 | 121 232 953,72 zł |  |  | | 2045 | 74 244 813,66 zł |  |  | | SUMA | **9 654 934 098,18 zł** |  | **1 617 628 449,89 zł zł** |   Powyżej przedstawione koszty systemu wsparcia modernizacji instalacji OZE oraz wsparcia ich działalności operacyjnej dotyczy ok. 1241,29 MW mocy zainstalowanych w technologiach biogazu, energetyki wodnej oraz biomasy.  Wyraźnego podkreślenia wymaga, że koszty utrzymania istniejących instalacji w systemie poprzez wsparcie operacyjne lub wsparcie modernizacji jest rozwiązaniem podyktowanym korzyściami dla konsumentów energii i kosztów systemu wsparcia energii odnawialnej.  **Kwota ok. 11,27 mld zł obliczona została z rozłożeniem kosztów systemu do 2045 roku. Dla porównania, zgodnie z szacunkami MKiŚ koszt wsparcia budowy nowych jednostek wytwórczych o tej samej mocy, które musiałyby zastąpić jednostki wycofane wyniósłby ponad ok. 28,4 mld złotych.** Różnica międzykosztami wynosi zatem ponad 150%. Dzięki planowanemu rozwiązaniu możliwe będzie przeznaczenie zaoszczędzonych w ten sposób kwot na kolejne, nowe moce wytwórcze w OZE.  W załącznikach do OSR przedstawiono założenia służące do estymacji wysokości udzielonej pomocy publicznej a także rozłożenie w czasie (lata) mocy (w MW) zainstalowanych instalacji odnawialnych źródeł energii wchodzących do systemów wsparcia modernizacyjnego lub operacyjnego i utrzymywanych tym samym w krajowym systemie elektroenergetycznym. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Skutki | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Czas w latach od wejścia w życie zmian | | | | | | | 0 | | 1 | | | | | 2 | | | 3 | | | | | 5 | | | 10 | | | *Łącznie (0-10)* |
| W ujęciu pieniężnym  (w mln zł,  ceny stałe z 2019 r.) | duże przedsiębiorstwa | | | | | | 0 | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | 0 |
| sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | | | | | | 0 | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | 0 |
| rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | | | | | | 0 | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | 0 |
| osoby niepełnosprawne | | | | | | 0 | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | 0 |
| osoby starsze | | | | | | 0 | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | | | 0 |
| W ujęciu niepieniężnym | duże przedsiębiorstwa | | | | | | Konieczność wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpłynie na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu tego surowca.  Rozwój sektora aktywizuje lokalną przedsiębiorczość dając impuls do rozwoju małych i średnich przedsiębiorstw, tworzy wartość dodaną w postaci nowych miejsc pracy w całym łańcuchu wartości, w zakresie realizacji usług zewnętrznych koniecznych do funkcjonowania instalacji, np: dostaw lokalnych surowców, handlu, budowy instalacji i produkcji komponentów i ich dostaw, usług planowania i doradztwa czy badania i rozwoju.  Możliwość inwestycji otrzymania wsparcia na realizacje inwestycji w wyspowe odnawialne źródła ciepła.  Możliwość inwestycji mającej na celu modernizację lub zmianę paliw lub sposobu wytwarzania ciepła w kierunku niskoemisyjnego.  Możliwość poprawy kondycji finansowej.  Możliwość odejścia od kosztów związanych z paliwem węglowym. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw | | | | | |
| rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe | | | | | | Wytwarzanie biometanu wiąże się z realizacją celów gospodarki o obiegu zamkniętym („circular economy”). Pozwoli to efektywnie zmniejszyć uciążliwości środowiskowe, a także koszty zagospodarowania bioodpadów i pozostałości komunalnych, rolniczych, z gospodarstw domowych oraz pochodzących z różnych gałęzi przemysłu spożywczego.  Zapewnienie ciągłości dostaw ciepła.  Poprawa jakości powietrza. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| osoby niepełnosprawne | | | | | |
| osoby starsze | | | | | |
| Niemierzalne | rozwój klastrów energii | | | | | | Rozwój przedsiębiorstw innowacyjnych, w szczególności w branży elektromobilności, magazynowania energii oraz blockchain. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń | | **I. Biometan – nakłady na rozwój sektora – dotyczy przede wszystkim średnich i dużych przedsiębiorstw**  Rozwój sektora biometanu, poza wpływem na sektor gazowy oraz elektroenergetyczny będzie również uzależniony od determinacji oraz możliwości w zakresie pozyskania odpowiedniego kapitału ze strony prywatnych inwestorów, zainteresowanych budową instalacji do wytwarzania biometanu.  Koszty CAPEX instalacji można podzielić na kilka kluczowych pozycji, do których należą: (1) jednostka służąca do wytwarzania biogazu - bez modułu kogeneracyjnego, ale łącznie z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą (silosy, infrastruktura, uzbrojenie terenu), (2) moduł uzdatniania biogazu do parametrów gazu ziemnego oraz (3) koszt budowy przyłącza gazowego.  Średnie koszty tego rodzaju instalacji wynoszą ok. 18,5 – 20 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln m3 biometanu rocznie. Zatem w celu realizacji 500 instalacji, zgodnie z założeniami projektu, konieczne będzie zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25 – 10 mld zł.  Koszty OPEX instalacji są uzależnione od wielu czynników, jednak można je zagregować do kilku kluczowych elementów, do których należą: (1) koszty związane z pozyskaniem substratu, (2) koszty obsługi instalacji (bez modułu uzdatniania biogazu), do których należą koszty wynagrodzeń pracowników, koszt utrzymania urządzeń technologicznych, koszty wywozu pofermentu, koszty laboratoryjne czy też podatek od nieruchomości oraz (3) koszty utrzymania stacji uzdatniania biometanu. Największy udział w średniorocznych kosztach operacyjnych instalacji do wytwarzania biometanu mają koszty pozyskania substratu oraz koszty oczyszczania biogazu.  Średnioroczne koszty OPEX są bardzo zróżnicowane i zależą przede wszystkim od modelu pozyskania surowca jak również technologii oczyszczania biogazu. Przyjmuje się, że dla instalacji o wydajności 2 mln m3 biometanu rocznie mogą wynosić od 3,0 do 5,5 mln zł.  **II. Klastry energii**  Klastry energii są generatorem innowacyjnych ekosystemów, na które składają się nowe łańcuchy dostaw oraz usługi powiązane. Pobudza to MŚP w tym start–upy do wytwarzania nowoczesnych produktów oraz usług i zwiększa dywersyfikację gospodarczą regionów także poprzez przyciąganie inwestycji, dla których jednym z najważniejszych elementów staje się tworzenie produktów z jak najniższym śladem węglowym poprzez maksymalne wykorzystanie źródeł OZE.  Oprócz zatrudnienia bezpośredniego w obsłudze źródeł OZE po realizacji inwestycji, należy doliczyć zatrudnienie bezpośrednie przy samej ich realizacji (zarządzanie, budowa). Analiza Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej IRENA wykazała, że w 2019 roku 11,5 miliona osób pracowało w branży OZE. To wzrost o 500 tys. miejsc pracy w porównaniu do roku 2018. <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2020>  Inwestycje w OZE dają szanse na aktywizację terenów słabo zaludnionych, o ubogich glebach oraz na wzrost atrakcyjności regionów dla inwestorów  Rozwój OZE w klastrach energii może skutecznie wpłynąć na przyciągnięcie nowych zagranicznych inwestycji.  W zakresie realizacji obowiązku instalacji licznika zdalnego odczytu szacuje się, że obowiązek ten obejmujący 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w skali kraju co roku przełoży się na możliwość zainstalowania ok. 9 tys. liczników, co przekłada się na poszczególne OSD na następujące orientacyjne ilości:   1. 1350 szt. 2. 1600 szt. 3. 2750 szt. 4. 550 szt. 5. 2750 szt.   Zakładając wariant ambitnego rocznego wzrostu ilości klastrów - na obszarze jednego OSD 50 klastrów z 20 członkami, oznacza to 1000 PPE do opomiarowania. Równocześnie część PPE zostanie opomiarowana zgodnie z harmonogramem z ustawy Prawo energetyczne. Niektórzy członkowie klastra będą jednak posiadać więcej niż jeden PPE. Dla uproszczenia te dwie zmienne znoszą się wzajemnie.  Regulacja zabezpiecza także wariant bardzo szybkiego rozwoju klastrów, poprzez zabezpieczenie minimalnej liczby 1500 liczników zdalnego odczytu rocznie dla jednego OSD (75 klastrów z 20 członkami w jednym roku na obszarze jednego OSD).  Szacuje się, że koszt LZD w wariancie łączności standardowej (PLC) to ok 400 zł. Dodatkowo dochodzą koszty montażu.  Zakładając, że w pierwszym roku pod rządami nowych regulacji klastrowych powstanie 100 klastrów przy średnio 20 członkach, oznacza opomiarowanie 2000 PPE. Założyć można koszt roczny 2000x400zł= 800 000 plus 25% robocizna, razem ok 1 000 000. Narastająco od 2024 r. do końca 2029 r. koszty *ceteris paribus* to 6 000 000 zł przy cenach dzisiejszych.  Wariant PEP 2040 to 300 klastrów (obszarów zrównoważonych energetycznie), a więc średnio 50 klastrów rocznie, zatem koszt w wariancie PEP 2040 to 3 000 000 zł.  Koszt w części będzie mógł zostać sfinansowany ze środków Funduszu Modernizacyjnego, a w pozostałej części stanowić będzie koszt uzasadniony dla OSD.  **III. Wsparcie dla ciepłownictwa i chłodnictwa z OZE**  Projektując brzmienie nowelizowanego art. 45 (dodając przepis art. 45 ust. 1b) ustawy – Prawo energetyczne należało wziąć pod uwagę szczególną sytuację sektora ciepłownictwa systemowego w obliczu transformacji w kierunku zeroemisyjnym. Sektor ten jest jednym z najbardziej „regulowanych” obszarów prowadzenia działalności gospodarczej w szeroko rozumianym sektorze energetycznym. Udział paliw stosowanych do wytwarzania ciepła w roku 2010 i w roku 2019 wskazuje na niewielkie zmiany w strukturze miksu paliwowego ciepłownictwa systemowego w Polsce pomimo poniesionych nakładów. Nadal paliwem wiodącym jest węgiel, którego udział spadł tylko o ok. 5 punktów procentowych w przeciągu 9 lat, wzrósł udział paliw gazowych (o 4,3%) oraz OZE (o 3,8% - w znacznej większości biomasy stałej –97,5%). Nakłady przeznaczane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze sugerują więc głównie inwestycje odtworzeniowe oraz mające na celu dostosowanie węglowych jednostek wytwórczych do zaostrzających się norm emisyjnych na co wskazuje ograniczenie emisyjności sektora ciepłownictwa systemowego pomimo braku istotnych zmian w strukturze miksu paliwowego. Ta sytuacja w obliczu dynamicznie rosnących cen uprawnień do emisji CO2 wymaga radykalnych działań w zakresie wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii.  Bezpośrednie wskazanie, że przedsiębiorstwu inwestującemu w budowę, modernizację i przyłączanie źródeł ciepła będących instalacjami OZE, bądź źródłami ciepła odpadowego przysługiwać będzie z góry ustalona stopa zwrotu ma wyeliminować niepewność inwestycyjną oraz regulacyjną. Jasne zasady wynagradzania przedsiębiorstw działających w branży ciepłowniczej pozwolą na łatwiejsze planowanie transformacji energetycznej przedsiębiorstw w drodze do neutralności klimatycznej. Biorąc pod uwagę, że taryfy przedsiębiorstw energetycznych są regulowane przez Prezesa URE, gwarantowany zwrot z kapitału ma pozwolić przedsiębiorstwom podejmować decyzje inwestycyjne, które bezpośrednio stanowić będą krok w stronę transformacji energetycznej.  Polska w zakresie ciepłownictwa sprosta wyzwaniom stawianym przed tym sektorem wynikającym z obowiązującej polityki energetyczno-klimatycznej UE m.in. dzięki realizacji celów Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Cele stawiane przed polskimi systemami ciepłowniczymi to m.in.:   * + zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie sieciowym,   + zwiększenie udziału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych do poziomu 85%,   + integracja odnawialnych źródeł ciepła niskotemperaturowego z sieciami ciepłowniczymi oraz   + przyłączanie nowych odbiorców do sieci ciepłowniczych, tak aby osiągnąć poziom 70% gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w gminach miejskich (co oznacza ok. 1,5 mln więcej gospodarstw domowych zasilanych przez ciepłownictwo systemowe w porównaniu z 2018 r.).   Propozycja art. 45 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne wpisuje się we wszystkie cele wynikające z przyjętej przez Radę Ministrów Polityki Energetycznej Polski. Przyłączane źródła OZE będą przyczyniały się do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, jakość dostarczanego ciepła będzie zgodna ze standardami nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla nowobudowanych budynków co pozwoli na przyłączanie nowych odbiorców oraz wzrost udziału OZE w sektorze ogrzewnictwa i chłodnictwa.  Nie bez znaczenia jest również fakt, że w propozycji Komisji Europejskiej Fit for 55% wskazuje się wzrost indykatywnego celu wzrostu udziału OZE w sektorze wytwarzania ciepła i chłodu do 2,1% rocznie. Jedyną szansą na spełnienie powyższego celu jest zapewnienie przedsiębiorstwom odpowiednich środków finansowych na przeprowadzenie transformacji systemów ciepłowniczych. Przedsiębiorstwa, prócz środków finansowych, aby podjąć się realizacji inwestycji w instalację OZE lub wykorzystującą ciepło odpadowe, muszą mieć przekonanie, że ma ona szanse zwrócić się i zamortyzować w określonym czasie, stanowiąc jednocześnie krok w drodze do neutralności energetycznej. Powyższe uzasadnia przyjęcie zagwarantowanej stopy zwrotu od inwestycji w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego.  W związku z dyrektywą RED II i koniecznością „zazielenienia” ciepła systemowego, konieczny jest mechanizm zachęcający w sposób zdecydowany do budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego. Wobec aktualnie obowiązującej w Modelu zwrotu z kapitału Prezesa URE stopy zwrotu określonej na 5,076%, stopa siedmioprocentowa powinna być wystarczającą zachętą do wskazanych działań.  Precyzyjne oszacowanie wpływu wprowadzenia tego przepisu na obciążenie odbiorców jest niemożliwe do wskazania ze względu na brak możliwości określenia w jakim czasie i w jakiej technologii i w jakiej wielkości nastąpi wymiana, modernizacja i przyłączenie do systemu ciepłowniczego źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii.  Po wtóre, źródła te nie będą stanowić o całym wolumenie ciepła w systemie ciepłowniczym, bowiem będą to źródła lokalne, na poziomie kilku MW, które będą przyłączane na końcówkach systemów ciepłowniczych – kolektory słoneczne, pompy ciepła, rzadziej źródła opalane biomasą z uwagi na jej ograniczoną dostępność i zaostrzające się kryteria zrównoważoności tego paliwa.  I na koniec trzeba wskazać, że zwrot z kapitału jest znikomym elementem w całej puli kosztów uzasadnionych, co nie powinno implikować wzrostu obciążeń dla odbiorców. W związku z wzrostem cen EUA z poziomu 5 EUR/EUA w 2017 r. do poziomu 90 EUR/EUA w 2022 r. oraz zwyżkami cen gazu ziemnego i węgla kamiennego obserwowane są wzrosty taryf na poziomie 30-240%. Wzrost udziału OZE w sektorze ciepłowniczym pozwoli zmniejszyć ekspozycję przedsiębiorstw ciepłowniczych na uwarunkowania polityki klimatycznej UE oraz warunków makroekonomicznych.  Co istotne, wzrost zwrotu z kapitału przy szacunkowych obliczeniach obciążeń odbiorców ciepła będzie kompensowany redukcją kosztów paliwa, a przy dotychczasowym stosowaniu paliwa węglowego lub gazowego – redukcją kosztów wynikających z emisji CO2, co może i powinno doprowadzić nie tylko do „zazielenienia” systemów ciepłowniczych i zmniejszenia szkodliwej emisji, ale także do zmniejszenia rachunków płaconych przez odbiorców.  Analogiczne rozwiązania znajdują się już w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, który to w obecnym brzmieniu gwarantuje:  • pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie magazynowania paliw gazowych, w tym budowy, rozbudowy i modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%,  • pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią magazynów energii elektrycznej, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%.  **IV. Modernizacja instalacji OZE oraz V. Wsparcie operacyjne**  Podstawowym założeniem podczas tworzenia systemu modernizacji oraz systemu wsparcia operacyjnego było zważenie kosztów alternatywnych rozwiązań (*trade-off*). W przypadku braku wsparcia instalacji istniejących lub umożliwienia im gruntownej modernizacji, istnieje ryzyko, że z uwagi na wyższe koszty trzech rodzajów źródeł energii objętych wsparciem, wytwórcy zaprzestaną działalności w takich instalacjach. Z uwagi na to, że zapotrzebowanie na energię elektryczną stale rośnie, założono, że w krótkim-średnim okresie wyłączone źródła OZE byłyby zastąpione zwiększeniem produkcji energii ze źródeł kopalnych.  Drugą alternatywą jest możliwość wybudowania nowych instalacji OZE, lecz w tym przypadku koszt ponoszony przez odbiorcę końcowego i system wsparcia jest znacząco wyższy niż przy kontynuowaniu działalności przez wytwórcę czy też nawet modernizacji instalacji.  Dane o instalacjach, którym skończył lub niedługo skończy się system wsparcia, które były podstawą do wyliczeń kosztów systemu wsparcia i pomocy publicznej pochodzą z Urzędu Regulacji Energetyki oraz Agencji Rynku Energii S.A. Metodologia użyta do obliczania kosztów była tożsama z używaną przy określaniu ceny OZE w rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na dany rok.  Analizując potencjalne koszty funkcjonowania systemów wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego przyjęto założenie, że połowa wytwórców, dla których poprzednie systemy wsparcia przestaną obowiązywać w latach 2020-2030 zdecyduje się na wejście do jednego z nowych systemów, a połowa do drugiego. Na tej podstawie, biorąc dodatkowo pod uwagę wejście w życie systemu wsparcia operacyjnego w 2025 roku, wyliczono łączny koszt wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz w trybie wsparcie operacyjnego w perspektywie do 2045 roku na poziomie ok. 11,27 mld zł.  Przy orientacyjnym wyliczeniu wpływu tego kosztu na obciążenie odbiorców końcowych należy wskazać, że zgodnie ze Statystyką Elektroenergetyki Polskiej 2019 (Agencja Rynku Energii, 2020) zużycie przez końcowych odbiorców energii elektrycznej wyniosło w 2019 roku 135 157 000 MWh, z czego na gospodarstwa domowe oraz rolne przypadło 30 963 000 MWh. Aplikując do tych danych przyjęte w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku założenia dotyczące wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (średnio ok. 1,23% rocznie) otrzymujemy w 2045 roku wartość zużycia wynoszącą 185 728 564 MWh rocznie dla wszystkich grup odbiorców, w tym 42 548 396 MWh w przypadku gospodarstw domowych i rolnych.  Na podstawie tych wartości można ocenić, że w przeliczeniu na 1 MWh energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę końcowego koszt systemu wsparcia wyniesie ok. 3,14 zł. Biorąc pod uwagę średnią wartość zużycia energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i rolnym w 2019 roku (2 MWh, zgodnie z: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2019), daje to obciążenie ok. 6,28 zł rocznie na gospodarstwo. Poziom 3,14 zł oznacza przy tym, że przy średniej cenie energii elektrycznej dla odbiorcy w taryfie G wynoszącej w 2020 roku 537,4 zł netto (koszt sprzedaży i dystrybucji łącznie, źródło: Urząd Regulacji Energetyki), koszt systemu wsparcia nie powinien przekroczyć 0,6% pełnej ceny energii elektrycznej.  Należy przy tym zaznaczyć, że prognozy kosztu systemu opierają się na założeniu, że cena hurtowa energii w 2021 roku osiągnie ok. 353 zł (cena średnioważona, produkt BASE na Towarowej Giełdzie Energii w czerwcu br.). Tymczasem, nadal obserwujemy bardzo gwałtowne wzrosty, które przełożyły się na osiągnięcie poziomu ponad 829,98 zł na w grudniu 2021 r.  Przy tak dużej zmienności cen energii na rynku oraz wysokich poziomach inflacji wyliczenia obciążenia dla odbiorcy końcowego jest obarczone bardzo dużym błędem, można jednak zakładać, że oba systemy, przez oparcie głównie na kontraktach różnicowych, będą neutralne kosztowe dla odbiorcy końcowego. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| X nie dotyczy | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności). | | | | | | | | | | | | tak  nie  nie dotyczy | | | | | | | | | | | | | | | | |
| zmniejszenie liczby dokumentów  zmniejszenie liczby procedur  skrócenie czasu na załatwienie sprawy  inne: | | | | | | | | | | | | zwiększenie liczby dokumentów  zwiększenie liczby procedur  wydłużenie czasu na załatwienie sprawy  inne: | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji. | | | | | | | | | | | | tak  nie  nie dotyczy | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Zawarte w projekcie ustawy zmiany obciążeń regulacyjnych związane są z implementacją art. 16 ust. 4 RED II, który stanowi, iż łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Dla instalacji o mocy zainstalowanej poniżej 150 kW, okres trwania procedur to maksymalnie rok – z możliwością przedłużenia o jeden rok w szczególnie uzasadnionych przypadkach. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Wpływ na rynek pracy** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Regulacje zawarte w niniejszym projekcie ustawy generować będą zapotrzebowanie na dodatkowe miejsca pracy zarówno w sektorze energetyki i transportu (dotyczy wytwarzania jak również transportu biometanu) oraz w innych sektorach gospodarki – budownictwo, finanse, usługi, itp.  Tworzenie nowych miejsc pracy w innowacyjnych sektorach gospodarki stymulować będzie konieczność budowania nowych kompetencji na rynku pracy (w tym lepiej płatnych miejsc pracy), co wpłynie korzystnie na cały sektor gospodarki - budowanie gospodarki opartej na wiedzy.  Na wcześniejszym etapie prac nad regulacją ustawodawca identyfikował ryzyka w zakresie rynku pracy wynikające  z obserwowanych trendów - planowana stopa bezrobocia rejestrowanego na koniec 2020 r. miała wynieść 3,2 % oraz 3% w kolejnych latach (na podstawie danych Narodowego Banku Polskiego z marca 2019 r.). Powyższe oznaczało, że pozyskanie zasobów ludzkich o właściwych kompetencjach mogło być istotnie utrudnione (generować mogło dodatkowe koszty).  Obecnie, w związku z pandemią COVID-19 oraz jej wpływem na rynek pracy (prognozowany istotny wzrost stopy bezrobocia wobec wcześniejszych szacunków), powyższe ryzyka mogą się nie zmaterializować. Co więcej, uruchomienie inwestycji w odnawialne źródła energii i biometan może dać silny impuls dla rozwoju gospodarczego, który będzie jednym z elementów odbudowy polskiej gospodarki po okresie spowolnienia wywołanym pandemią COVID-19.  Ostateczna liczba nowoutworzonych miejsc pracy wynikać będzie również ze stopnia rozwoju lokalnego łańcucha dostaw.  Przewiduje się pozytywny wpływ na rynek pracy w sektorze budownictwa infrastrukturalnego, wynikający ze przewidywanego zwiększenia inwestycji w zakresie modernizacji istniejących i budowy nowych systemów ciepłowniczych i innych technologii OZE, do czego powinno się przyczynić wprowadzenie dodatkowego mechanizmu pozwalającego na dofinansowywanie tego typu przedsięwzięć. Powyższe przełoży się na ożywienie gospodarcze w obszarze firm realizujących prace i usługi związane w pierwszej kolejności z etapem budowlanym inwestycji, a następnie z eksploatacją w perspektywie całego okresu wykorzystania danej technologii. Nowe kontrakty na wykonawstwo usług: projektowych, budowlanych, dostarczania paliwa, serwisu, przełożą się na potrzebę zwiększenia zatrudnienia przez podmioty realizujące działalność gospodarczą w przytaczanym powyżej zakresie.  Dodatkowo, przewiduje się pośrednie skutki w branżach urządzeń wykorzystywanych w systemach ciepłowniczych (rury, zawory, liczniki, itp.) oraz w innych technologiach OZE co z kolei spowoduje przyrost miejsc pracy wśród producentów dedykowanych urządzeń. Możliwość odłączania się od systemu ciepłowniczego przez odbiorców planujących wykorzystanie indywidualnych źródeł ciepła działających w oparciu o odnawialne źródła energii, a także obowiązek przyłączania instalacji odnawialnego źródła energii do systemów ciepłowniczych i zakupu ciepła z takich instalacji może wpłynąć w pośredni sposób na wzrost zatrudnienia w sektorach gospodarki zajmujących się odnawialnymi źródłami energii dostarczającymi ciepło. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Wpływ na pozostałe obszary** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| środowisko naturalne  sytuacja i rozwój regionalny  sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe | | | | | demografia  mienie państwowe  inne: | | | | | | | | | | | | | | | informatyzacja  zdrowie | | | | | | | | |
| Omówienie wpływu | | Wykorzystanie biometanu będzie redukowało emisję gazów cieplarnianych do atmosfery w związku z ograniczeniem (w zależności od sposobu jego ostatecznego wykorzystania) gazu ziemnego lub ropy naftowej wykorzystywanej do produkcji paliw ciekłych.  Instalacje do produkcji biometanu będą rozproszone na terenie całego kraju, powstawać będą przede wszystkim w pobliżu źródła surowca (odpady przemysłu rolno-spożywczego, odpady komunalne, itp.) co wpłynie pozytywnie na aktywizację i rozwój tych terenów.  W przypadku instalacji wytwarzających biometan, korzystających z różnego rodzaju odpadów, instalacje te wpisują się w koncepcję gospodarki o obiegu zamkniętym, gdzie przy jednoczesnym odzysku energii zmniejsza się konieczność stosowania mniej pożądanych sposobów postępowania z odpadami poprzez ich składowanie.  Rozwój instalacji biogazu rolniczego potwierdza, że powiązane funkcjonowanie tych instalacji z przetwórniami rolniczymi, gorzelniami oraz zakładami przetwórstwa rolno-spożywczego pozwala na obniżenie kosztów wytwarzania biogazu i/lub obniżenie kosztów funkcjonowania zakładów, które wykorzystują surowce do procesów fermentacji. Potwierdzeniem tego kierunku jest wzrastający odsetek wykorzystania substratów odpadowych w stosunku do ilości substratów z upraw celowych. Zgodnie z danymi przekazanymi przez KOWR, w 2019 r udział ten kształtował się następująco: 13,8% surowce celowe, 86,20% surowce odpadowe, natomiast najwięcej biogazu powstało z: wywaru gorzelnianego (817 199 ton), pozostałości z owoców i warzyw (768 890 ton) gnojowicy (733 452 ton).  Oszacowanie wpływu wykorzystania surowców odpadowych do produkcji biometanu nie jest zadaniem łatwym, z uwagi na specyfikę sytuacji poszczególnych przedsiębiorców, czy też koszty związane z alternatywnymi sposobami zagospodarowania odpadów i pozostałości poprodukcyjnych – tym niemniej istniejący trend potwierdza, iż jest to efektywne ekonomicznie i uzasadnione podejście z punktu widzenia przedsiębiorców. Przyjęte rozwiązania w zakresie biometanu będą wspierały szersze wykorzystanie kolejnych substratów pochodzących z przemysłu rolno-spożywczego, takich jak: odpady z cukrowni, rzeźni, gorzelni, browarów, mleczarni czy przetwórstwa rolno-spożywczego, poprawiając sytuację finansową zarówno wytwórców biogazu (tani surowiec) jak również przedstawicieli ww. branż (ograniczenie kosztów składowania odpadów).  Wytwarzanie biogazu na potrzeby biometanu będzie miało również pozytywny wpływ na zdrowie w przypadku wykorzystania gnojowicy jako surowca do wytwarzania biometanu. Wiąże się to przede wszystkim z następującymi kwestami: (1) eliminacją patogenów w wyniku procesu higienizacji, (2) redukcja odorów w porównaniu do stosowania do nawożenia surowej gnojowicy (szacowane na ok. 80%).  Wpływa to nie tylko na poprawę warunków nawożenia pól uprawnych w porównaniu z nieprzefermentowaną gnojowicą oraz zmniejsza ryzyko zanieczyszczenia wód gruntowych i powierzchniowych. Fermentacja beztlenowa istotnie poprawia jakość nawozu organicznego jakim jest gnojowica, podnosząc zawartość N-NH4 do 90% (zawartość dla gnojowicy nie przekracza 50%) – co istotnie ułatwia przyswajanie przez rośliny zmniejszając zagrożenie wymywania i eutrofizacji wód. W efekcie istotnie zmniejszy się ładunek biogenów wymywanych z pól i transportowanych rzekami do zlewni Morza Bałtyckiego.  Wdrożenie proponowanych rozwiązań powinno przyczynić się do zwiększenia udziału ciepła systemowego w ogrzewaniu mieszkań i domów jednorodzinnych, zwłaszcza w ośrodkach miejskich. Zwiększenie wykorzystania systemów ciepłowniczych oraz przewidywane rosnące nasycenie tych systemów ciepłem wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii sprzyjać będzie poprawie jakości życia w szczególności w miastach. Powyższe powinno wywrzeć pozytywny wpływ na czystość powietrza w aglomeracjach, co w oczywisty sposób przełoży się na poprawę stanu zdrowia społeczeństwa. Dodatkowe środki przeznaczone na inwestycje powinny sprzyjać aktywności i stymulować rozwój gospodarczy zwłaszcza w regionach, w których istnieje duży potencjał do wykorzystania ciepła systemowego. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Planuje się, że ustawa wejdzie w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniej vacatio legis. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ponieważ przedmiotowa ustawa ma na celu wdrożenie RED II, a zgodnie z tą dyrektywą, państwa członkowskie są zobowiązane do raportowania realizacji celu w zakresie odnawialnych źródeł energii na rok 2030, ocena efektów będzie dokonywana w sposób ogólny i zagregowany w ramach procedur sprawozdawczości dotyczących Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu oraz zintegrowanego krajowego sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu. Biorąc pod uwagę powyższe oraz specyfikę projektu ustawy, w opinii ministra właściwego do spraw klimatu nie ma potrzeby dokonywania dodatkowej ewaluacji efektów projektowanej regulacji. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. **Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Załączniki do OSR:  1. Korzyści płynące z rozwoju sektora biogazu/biometanu.  2. Założenia systemu modernizacji i wsparcia operacyjnego.  3. Moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, które wejdą do systemu modernizacyjnego lub operacyjnego w perspektywie do 2030 roku (wg. technologii).  4. Wpływ na sektor energetyczny – wprowadzenie instrumentów wsparcia dla członków klastra energii.  5. Wpływ wprowadzenia minimalnego zwrotu z kapitału dla inwestycji w źródła ciepła będące odnawialnymi źródłami energii oraz źródłami ciepła odpadowego na środowisko i budżet odbiorców oraz konwersja systemów ciepłowniczych  w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

**Załącznik nr 1 – Korzyści płynące z rozwoju sektora biogazu/biometanu**

1. **Poprawa w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Państwa, zmniejszenie uzależnienia od importu surowców energetycznych**

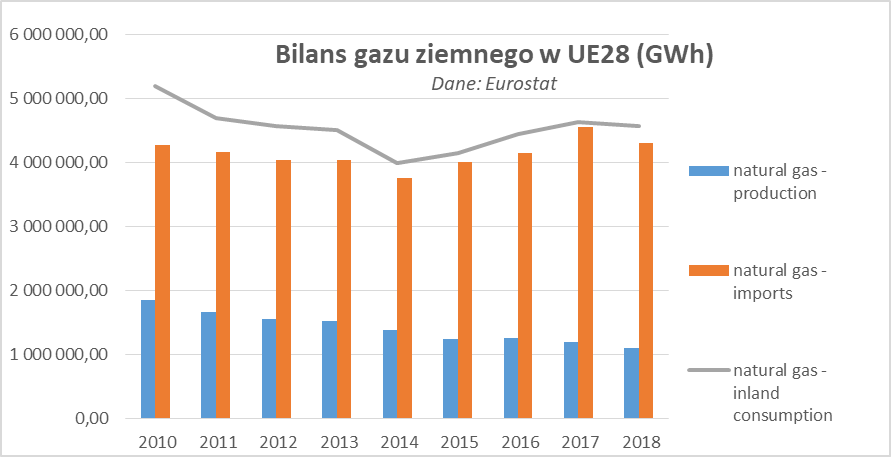
Malejąca produkcja energii pierwotnej ze szczególnym uwzględnieniem ropy naftowej i gazu zimnego na przestrzeni ostatnich lat powoduje, że w krajach UE28 następuje wzrastające uzależnienie od importu nośników energii pierwotnej. Poziom uzależnienia mierzony tzw. ***wskaźnikiem zależności energetycznej***pokazuje, żegaz ziemny jest drugim (po ropie naftowej) nośnikiem energii o najwyższym stopniu uzależnienia (w 2018 r. wynosił on 83,2%). Co szczególnie istotne, poziom tego wskaźnika dynamicznie wzrasta w ostatnich latach, co pokazuje poniższy wykres.



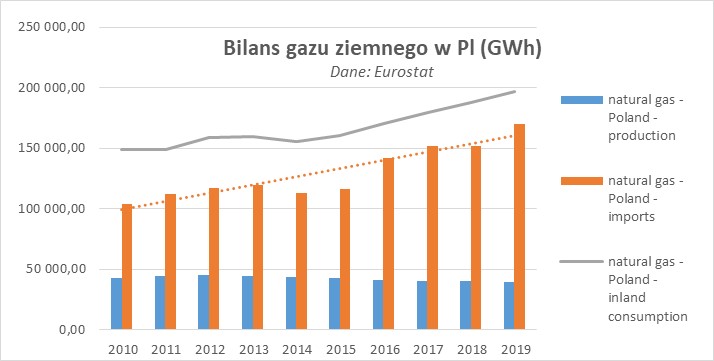
Wysoki poziom wskaźnika zależności energetycznej wskazuje na wzrastające uzależnienie od importu, w tym również na koszty związane z pozyskaniem błękitnego paliwa. W 2018 r. UE sprowadziła ok. 363 mld m3 gazu ziemnego kosztem ok. 90 mld EUR. Pomimo zmieniającej się w ostatnich latach struktury źródeł importu, pozycję lidera w tym zakresie nadal utrzymuje Rosja – w 2018 r. 40,4% importu gazu ziemnego do UE28 pochodziło z tego kierunku.

Charakter uzależnienia UE28 od dostaw zewnętrznych gazu ziemnego na teren Europy przedstawia również poniższy wykres, pokazujący dwie główne przyczyny narastania tego zjawiska:

* stopniowy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, widoczny od 2014 r.
* postępujące zmniejszanie się produkcji gazu ziemnego w UE, przy czym to zjawisko ma charakter stały i na przestrzeni ostatnich lat (2010-2018) produkcja gazu ziemnego w UE28 zmniejszyła się o ok. 41%.



Uzależnienie gospodarki od dostaw zewnętrznych gazu ziemnego jest szczególnie widoczne na przykładzie Polski. Pomimo utrzymującego się od lat stosunkowo stabilnego poziomu produkcji gazu ziemnego w kraju, dynamicznie wzrasta (obserwowana szczególnie w ostatnich latach) konsumpcja tego paliwa. W efekcie, aktualnie krajowe wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok. 4 mld m3 pokrywa zaledwie ok. 22% zapotrzebowania na to paliwo w związku z czym krajowa konsumpcja gazu ziemnego w niemal 80% uzależniona jest od dostaw zewnętrznych.



Wskazana na powyższym wykresie linia trendu znajduje potwierdzenie w dokumentach rządowych. Biorąc pod uwagę planowaną w Krajowym Planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 konsumpcję gazu ziemnego w kraju (15 937 ktoe), planowane zdolności produkcyjne w zakresie biometanu pozwolą na pokrycie zaledwie ok. 6,0 % udziału w ogólnej konsumpcji gazu ziemnego w kraju.

Rozwiązaniem zapewniającym zwiększenie stabilności systemu energetycznego jest doprowadzenie do dynamicznego wzrostu wykorzystania biogazu (w tym biometanu) w konsumpcji krajowej gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę krajowy potencjał surowca – jest możliwe w przyszłości wygenerowanie ilości zielonego paliwa gazowego na porównywalnym poziomie ze zdolnościami produkcyjnymi gazu ziemnego w kraju.

1. **Wzrost konkurencyjności krajowego rolnictwa**

Upowszechnienie rozwoju biogazowni na terenach wiejskich doprowadzi do większej samowystarczalności branży rolniczej i jej innowacyjności, umożliwiając prowadzenie produkcji rolnej w sposób zrównoważony z większym poszanowaniem środowiska naturalnego.

Zwiększenie wykorzystania biogazu rolniczego, wytwarzanego na potrzeby produkcji biometanu, wykorzystującego produkty uboczne rolnictwa, płynne i stałe odchody zwierzęce oraz pozostałości przemysłu rolno-spożywczego przyczyni się do wzrostu dochodów rolników przez wykorzystanie niezagospodarowanych dotychczas potencjalnych pozostałości energetycznych oraz pozwoli na zachowanie podstawowej funkcji krajowego rolnictwa jaką jest produkcja żywności.

Rozwój sektora biogazu rolniczego (w tym biometanu) umożliwi pozyskanie znacznych ilości wysokiej jakości przyjaznych dla środowiska nawozów organicznych w formie pozostałości pofermentacyjnych substratu pochodzenia rolniczego oraz w formie granulatu. Należy mieć na uwadze, że biogazownia rolnicza o zdolności produkcyjnej ok. 500 m3/h wytwarza równocześnie ilość pofermentu, którą można zagospodarować na ok. 1-1,2 tys. ha użytków rolnych rocznie.

Poferment jest również uznawany za bardziej wartościowy polepszacz gleby niż gnojowica z uwagi na:

* większy udział składników pokarmowych w formach mineralnych, które są bezpośrednio przyswajalne przez rośliny, dając lepszy efekt nawozowy,
* większą zawartość azotu amonowego, uznawanego za najlepszą formę azotu dla roślin,
* wyższe pH (powyżej 7,0), przez co zmniejszając poziom zakwaszenia gleby poprawia ich produktywność,
* szybszy rozkład w glebie,
* niszczenie nasion chwastów w procesie fermentacji, co ogranicza konieczność stosowania pestycydów,
* stosowanie pofermentu zwiększa zawartość materii organicznej w glebach, wpływając korzystnie na ich produktywność.

Co jest również ważne, stosowanie pofermentu pozwala na likwidację odorów związanych z procesami składowania oraz stosowania gnojowicy na polach, oraz zapewnia efektywniejsze utrzymanie wilgoci w glebie i późniejsze jej nawadnianie, co w obecnej sytuacji hydrologicznej w kraju ma istotne znaczenie. Eliminacja patogenów w wyniku procesów higienizacji zmniejszy ładunek biogenów wymywanych z pól i transportowanych rzekami zlewni Morza Bałtyckiego.

Ograniczenie ilości nawozów mineralnych wykorzystywanych przy produkcji rolnej pozwoli na zmniejszenie ilości zużycia gazu ziemnego, wykorzystywanego do jego produkcji, zmniejszając tym samym skalę uzależnienia od importu tego nośnika energii.

Nawozowe stosowanie pofermentu to nie tylko ograniczenie zużycia nawozów mineralnych i tym samym, kosztów nawożenia ponoszonych przez producentów rolnych. To również praktyczny element realizacji *Programu działań mających na celu zmniejszanie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu* (Dz.U. poz. 243), który został przyjęty w lutym 2020 r. przez Radę Ministrów.

Biogazownie rolnicze, w tym procesy beztlenowego rozkładu obornika w instalacji biogazowej, zostały uznane za jedną z najlepszych technik przetwarzania odchodów zwierzęcych zgodnie z obowiązującą Decyzją Wykonawczą Komisji (UE) 2017/302 z dnia 15 lutego 2017 r. *ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do intensywnego chowu drobiu lub świń zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE* (notyfikowana jako dokument nr C(2017)688) (Dz.U.EU.L.2017.43.231 z dnia 21.02.2017). Powyższe zostało wskazane w punkcie 1.12 dotyczącym przetwarzania obornika w gospodarstwie – BAT 19.

Przetwarzanie odpadów i wykorzystanie produktów pracy biogazowni (energii elektrycznej, biogazu, pofermentu, ciepła) wpływa również na zmniejszenie śladu węglowego produkcji rolnej i przetwórstwa rolno-spożywczego, co jest istotne w kontekście ograniczania emisji ze wszystkich obszarów gospodarki ale przede wszystkim może pozwolić zachować konkurencyjność krajowej branży hodowlanej.

Rozwój sektora biogazu/biometanu wpłynie znacząco na ograniczenie emisji odorów z zakładów przemysłowych, ferm trzody chlewnej, drobiu czy zwierząt futerkowych, składowisk oraz spalarni odpadów, ubojni i innych obiektów uciążliwych dla sąsiedztwa.

1. **Wzrost przychodów samorządów terytorialnych**

Instalacje biogazu (w tym biometanu) rozlokowane na terenach poszczególnych gmin stanowią dodatkowe źródło przychodów dla budżetów samorządów lokalnych. Największą pozycję stanowi podatek od nieruchomości zazwyczaj określany na poziomie ok. 2% wartości budowli (sieci elektroenergetycznych czy instalacji uzdatniania biogazu) oraz budynków gospodarczych (socjalnych, maszynowni, itp.).

Dla referencyjnej jednostki produkcyjnej o wydajności ok. 2 mln m3 biometanu rocznie, przyjmując wartość inwestycji w przedziale 18,5-20 mln zł oraz 35% udział budynków i budowli, przychody gminy z tytułu podatku od nieruchomości należy szacować na poziomie: **129,5 – 140 tys. zł rocznie**.

Do ww. kwoty należy również doliczyć przychody z tytułu podatku gruntowego (średnio ok. 2,5ha powierzchni) – **25 tys. zł rocznie**, jak również dodatkowe przychody z tytułu podatku płaconego przez operatora sieci dystrybucyjnej gazowej składające się z dwóch elementów:

* od sieci gazowej, **ok. 6 tys. zł** rok za każdy kilometr sieci średniego ciśnienia (1 km sieci ok. 300tys. zł, 2% podatku),
* od stacji redukcyjno-pomiarowej, wniesionej na potrzeby umożliwienia zatłaczania biometanu do sieci, **ok. 10 tys. zł rocznie.**

Biogazownie nie są instalacjami bezobsługowymi, w związku z czym do budżetu lokalnego samorządu wpływa również część podatków od osób fizycznych, zatrudnionych lokalnie w biogazowni, a także podatek rolny, jeżeli biogazownia wykorzystywana jest tylko i wyłącznie w ramach prowadzonej działalności rolniczej. Zgodnie z zasadami określonymi w ustawie z dnia 13 listopada 2003 r. *o dochodach jednostek samorządu terytorialnego* (Dz.U. z 2022 r. poz.2267) gminy mają udział w podatku dochodowym od osób prawnych (CIT) oraz osób fizycznych (PIT), który w zakresie PIT zgodnie z informacjami zawartymi na stronach MF wynosi w 2021 r. 38,23%.

Warto również zwrócić uwagę, że rozwój biogazowni na terenach wiejskich wiąże się z zapewnieniem większej przejrzystości dokonywanych transakcji z racji konieczności zapewnienia dokumentów finansowych na dostawy surowców pochodzących z gospodarstw rolnych.

1. **Ograniczenie kosztów gospodarki komunalnej w gminach**

Polska jest krajem o jednej z najniższych średnich ilości odpadów komunalnych na mieszkańca (332 kg w 2019 r., przy średniej UE ok. 490 kg). Jednocześnie niewielkie ilości powstających odpadów są wykorzystywane do procesów biologicznych takich jak kompostowanie czy fermentacja 1,2 mln ton (tj. ok. 9% ilości odpadów komunalnych z 2019 r.).

Ostatnie lata pokazały również, iż gospodarka odpadami jest sektorem szczególnie wrażliwym na wzrost kosztów. Zgodnie z analizami UOKiK wzrost opłat ponoszonych przez mieszkańców rozpoczął się w 2017 r. - indeks wzrostu cen opłat w latach 2016-2018 wynosił ok. 4%, ale w ciągu czterech pierwszych miesięcy 2019 r. opłata w skali kraju wzrosła średnio o 16%, choć skala podwyżek istotnie różni się w zależności od regionu kraju.

Z raportu opracowanego przez UOKiK[[2]](#footnote-3) wynika, że jednym z najbardziej istotnych czynników wpływających na wzrost cen zagospodarowania odpadów, poza kosztami zagospodarowania odpadów w instalacjach RIPOK, jest obserwowany aktualnie trend w zakresie **wzrostu ilości zbieranych odpadów w gminach.** Badanie UOKiK potwierdziło zatem, że problem wzrastających kosztów gospodarki odpadami ma charakter systemowy, co dobrze ilustruje poniższy wykres.

Wielkość oraz struktura strumienia odpadów komunalnych ma kluczowe znaczenie dla wielkości kosztów przypadających na mieszkańca gminy. Poza wzrostem ilościowym niekorzystnie przedstawia się również struktura strumienia odpadów, szczególnie biorąc pod uwagę:

* wzrost odpadów komunalnych zmieszanych, których koszty zagospodarowania są wyższe niż koszty odpadów segregowanych, z uwagi na konieczność ich mechanicznego i biologicznego przetwarzania a następnie unieszkodliwiana na składowisku (co jest najdroższym i wciąż dominującym rozwiązaniem),
* dynamiczny wzrost ilość odpadów komunalnych zbieranych selektywnie, obecnie to ok. 31% ogółu odpadów komunalnych (dynamika 2018 do 2019 wyniosła 10%), w których dominujący udział mają odpady biodegradowalne (30% w 2020 r., tj. ok. 31 kg na mieszkańca – w 2018 r. było 26 kg).

Odpowiedzią na wyzwania tego sektora, pozwalającą na bardziej efektywne pod względem ekonomicznym zarządzanie gospodarką komunalną w gminach, jest wykorzystanie odpadów biodegradowalnych. Biogazownie mogą również wpłynąć pozytywnie na obniżenie ilości odpadów zmieszanych, ponieważ obecnie w przypadku powszechnego stosowania w gminach technologii kompostowania zabrania się „wrzucania” odpadów mięsnych do pojemników na odpady biodegradowalne. Te odpady mogłyby natomiast być stosowane w ramach odpadów biodegradowalnych w gminach wykorzystujących do ich utylizacji biogazownie.

Doświadczenia przede wszystkim szwedzkie oraz duńskie związane z zagospodarowaniem odpadów komunalnych w biogazowniach potwierdzają, że jest to rozwiązanie możliwe do zastosowania.

Zgodnie z danymi Europejskiego Stowarzyszenia Biogazu instalacje biometanu w UE wykorzystujące surowce w postaci odpadów komunalnych (bioodpadów) jako dominujące źródło dysponują obecnie zdolnością produkcyjną wynoszącą ponad 400 mln m3. W efekcie, stanowi trzeci, po pozostałościach rolniczych i (wciąż jeszcze) roślinach energetycznych, surowiec do wytwarzania biometanu.

Wykorzystanie odpadów biodegradowalnych w instalacjach biogazowych stanowi najefektywniejszą metodę ich unieszkodliwiania, przy właściwej eksploatacji niepowodującą znaczących oddziaływań na środowisko.

1. **Wzrost ilości miejsc pracy na szczeblu lokalnym**

Zgodnie z analizami sektora w UE pojedyncza instalacja biometanu generuje średnio 3- 4 lokalne miejsca pracy związane z codzienną obsługą i konserwacją instalacji. Dane w tym zakresie potwierdza szereg opracowań w tym m.in.:

* + „*Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark*”, Germany and Italy, IFRI, 2019,
  + „*Study of the impact of the biogas sector on employment in France from 2018 to 2030*”, July 2019 Renewable Gas French Panorama,
  + „*Ecological Transition, Regions, Jobs*” (TETE), Action Climate France network.

Instalacje biometanu wymagają obsługi w trybie ciągłym, jak również zapewnienia odpowiedniej ilości substratów co generuje koszty operacyjne, które są zróżnicowane w zależności od surowca i technologii oczyszczania oraz mogą wynosić **od 3,0 do 5,5 mln zł dla instalacji o wielkości 1MW** (ok. 2,2 mln m3 biometanu rocznie). Są to najczęściej wydatki o lokalnym charakterze. Instalacje do produkcji biometanu będą rozproszone na terenie całego kraju. Powstawać będą przede wszystkim w pobliżu źródła surowca co wpłynie pozytywnie na aktywizację i rozwój tych terenów.

1. **Impuls do rozwoju dodatkowych branż – wzrost inwestycji krajowych, rozwój *local content***

Średnie koszty instalacji produkcji biometanu wynoszą ok. 18,5 – 20 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln3 biometanu rocznie. Zatem, w celu realizacji 500 instalacji o wskazanej powyżej zdolności produkcyjnej konieczne będzie zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25 – 10 mld zł.

Budowa kilkuset instalacji wytwarzania biogazu (na przestrzeni najbliższych lat) będzie stanowiła istotny impuls dla rozwoju branży budowlanej w kraju – należy mieć na uwadze, że sam proces budowy zajmuje ok. 6 miesięcy i wymaga zatrudnienia ok. 10 pracowników budowlanych. Należy mieć również na uwadze konieczność zaangażowania dodatkowo wykwalifikowanych firm zajmujących się montażem instalacji oraz urządzeń wchodzących w skład biogazowni i urządzeń uzdatniających biogaz do jakości biometanu.

Tylko wybudowanie zbiorników fermentacyjnych (3szt.) oraz zbiornika przeznaczonego na magazynowanie pofermentu pochłania średnio ok. 1,4 tys. m3 betonu oraz 60-70 ton stali. Do tego dochodzą pozostałe materiały budowlane oraz izolacyjne, kruszywo, tereny utwardzone (beton lub kostka) oraz wiele innych.

Budowa instalacji wytwarzania biometanu wiąże się również z rozwojem krajowych przedsiębiorstw z branż zajmujących się automatyką, urządzeniami pomiarowymi, specjalistycznym osprzętem. Dotychczasowe doświadczenia w ww. zakresie wskazują, nawet pomimo stosunkowo ograniczonego rozwoju sektora biogazu w ostatnich latach, na istotny udział firm krajowych w zleceniach dotyczących budowy i obsługi poszczególnych instalacji.

Ponadto, generuje ona dodatkowe miejsca pracy w tych sektorach i zapotrzebowanie na pracowników o wysokich kwalifikacjach zawodowych. Instalacja biogazowa jest instalacją interdyscyplinarną, która na potrzeby rozwoju, budowy i wsparcia eksploatacji będzie wymagała szerokiego grona specjalistów począwszy od biotechnologów a na specjalistach IT kończąc.

Tworzenie tzw. lokalnych łańcuchów wartości dodanej to nie tylko aktywizacja gospodarcza wsi oraz zwiększenie zatrudnienia wśród społeczności lokalnej oraz jednostek gospodarczych branży rolniczej. To również zagadnienia związane z zapewnieniem efektywnego wykorzystania i maksymalizacji krajowych zdolności w zakresie techniki i technologii biogazowych i biometanowych, a także posiadanego w tym obszarze potencjału intelektualnego, z uwzględnieniem optymalizacji międzynarodowej współpracy.

1. **Ograniczenie emisji metanu do atmosfery**

Metan (CH4) jest drugim najpowszechniejszym gazem cieplarnianym, którego emisje antropogeniczne są związane w dużej mierze z rolnictwem, skąd pochodzi ok. 30% emisji tego gazu jako efektu fermentacji jelitowej oraz gospodarowania obornikiem.

Wykorzystanie energetyczne biometanu będzie powodować redukcję emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, która nie wiąże się tylko i wyłącznie z ograniczeniem gazu ziemnego lub ropy naftowej wykorzystywanej do produkcji paliw ciekłych.

Instytut Technologiczno-Przyrodniczy szacuje, że tylko odchody bydła i trzody chlewnej stanowią w kraju ok. 99 mln ton – powodując istotne emisje metanu i podtlenku azotu, przy zgodnie z danymi KOWR w 2019 r. do wytwarzania biogazu wykorzystano zaledwie 733 tys. ton gnojowicy. Należy w tym względzie zaznaczyć na malejący aspekt społecznej akceptacji dla procesu surowego umieszczania gnojowicy i obornika na polach.

1. **Realizacja celów OZE w transporcie**

Zakres obowiązków określonych w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* potwierdza zasadność poszukiwania nowych rodzajów biomasy, substratów do ich produkcji np. bioodpadów, co wynika z koncentrowania się na rozwoju nowych technologii zwiększających wykorzystanie biopaliw zaawansowanych, tj. wytwarzanych przede wszystkim z surowców o charakterze odpadowym i niespożywczym.

Biometan wytworzony z surowców wskazanych w zał. IX cz. A ww. dyrektywy umożliwia spełnienie wymogów w zakresie minimalnego udziału tzw. *advanced biofuels*, który w 2030 r. powinien wynieść 3,5% całkowitego zużycia energii w transporcie. **Zastosowanie biometanu do celów transportowych, istotnie zwiększa szansę realizacji celów OZE w transporcie.**

Zaletą tego rozwiązania jest również fakt, że wykorzystanie biometanu daje możliwości zastosowania go do produkcji biowodoru w oparciu o proces reformingu parowego na instalacji, która obecnie jest zasilana gazem ziemnym. Wytworzony biowodór stosuje się następnie do procesów hydrorafinacji ropy naftowej, w ramach której powstają, m.in. paliwa ciekłe, tj. olej napędowy oraz benzyny silnikowe.

Przyjęte rozwiązanie przede wszystkim nie wymaga konieczności ponoszenia nakładów na kosztowną infrastrukturę magazynową oraz dystrybucyjną dla potrzeb dostarczania biometanu konsumentom, niezbędną w przypadku stosowania go bezpośrednio w pojazdach drogowych, jako CNG lub LNG. Co więcej, nie ma również potrzeby rozbudowy czy też modernizacji istniejącej floty pojazdów mogących korzystać z biometanu, ponieważ wytworzone w ten sposób biokomponenty zawarte w paliwie ciekłym w praktyce w żaden sposób nie wpływają na zmianę parametrów jakościowych produktu końcowego.

Jest to więc rozwiązanie efektywne kosztowo z punktu widzenia podmiotów realizujących NCW, ponieważ odbiór biometanu z sieci gazowej i skierowanie go na instalację produkcji wodoru ogranicza koszty jakie należałoby ponieść na rozbudowę infrastruktury paliwowej w kontekście dodawania innych rodzajów biokomponentów (HVO, itp.) oraz wydatki na import *advanced biofuels*.

Wszystkie instalacje produkujące paliwa ciekłe w PKN Orlen S.A. oraz Lotos SA mogą korzystać z tego rozwiązania, łączne zapotrzebowanie szacuje się na poziomie 600-700 mln m3 rocznie.

1. **Impuls do rozwoju lokalnych rynków energii i gazu**

Biogazownie rolnicze funkcjonują przede wszystkim na terenach wiejskich, gdzie infrastruktura elektroenergetyczna znajduje się w pogorszonym stanie technicznym (np. stare stacje transformatorowe, końcówki sieci, itp.) oraz występują braki dostępu do sieci gazowych, a głównym źródeł ciepła są wciąż domowe piece węglowe. Często są to również tereny popegeerowskie o wysokim bezrobociu strukturalnym.

Powstawanie biogazowni na tego typu terenach poprawi przede wszystkim infrastrukturę techniczną, wpływającą na jakość życia, dając impuls do tworzenia lokalnego rynku energii, np. poprzez tworzenie spółdzielni energetycznych, klastrów energii, które w zamierzeniach, dla poprawy lokalnej infrastruktury miały przejmować końcówki sieci celem budowania spójnego modelu energetycznego. Dzięki takim rozwiązaniom okoliczni mieszkańcy zyskują dostęp do ekologicznych źródeł energii elektrycznej, cieplnej oraz gazowej.

**Załącznik nr 2 – Założenia systemu modernizacji i wsparcia operacyjnego**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Wyszczególnienie | Jednostka | Biogaz | Biomasa | Hydroenergia  (nie uwzględniano jednostek większych niż 5 MW) | UWAGI |
| Procentowy udział instalacji wg. mocy wychodzącej z systemu wsparcia | MW, % | <0,5MW- 16,96 0,5-1MW - 35,26% >1MW - 48.04% | <0,5MW - 0,04% 0,5-1MW - 0,26% >1MW - 99,7% | <0,5MW - 6,17%  0,5-1MW - 4,46% 1MW-5MW- 15,55% | *Wg danych URE za 2020 rok* |
| Wydajność instalacji | h/rok | 7700 | 7000 | 4800-5600 | *Wyliczenia własne Biogaz: przyjęte stawki dla biogazu rolniczego z CHP Biomasa: przyjęte stawki dla instalacji <50MW z CHP*  *Wyliczenia własne Biogaz: przyjęte stawki dla biogazu rolniczego z CHP Biomasa: przyjęte stawki dla instalacji <50MW z CHP* |
| Cena referencyjna przy modernizacji instalacji w latach 2020-2021 | PLN/MWh | 670-760 zł | 490,00 zł | 550-640 zł |
| CAPEX | PLN/MW | <0,5MW –  20 000 000,00 zł  0,5-1MW –  17 500 000,00 zł  >1MW –  15 300 000,00 zł | 13 000 000,00 zł | <0,5MW-  20 000 000,00 zł  0,5-1MW –  21 700 000,00 zł  >1MW –  23 300 000,00 zł |
| Cena hurtowa energii elektrycznej | PLN/MWh | 2021: 353,56 zł | | | *Średnia ważona wolumenem obrotu cena na RDN ukształtowała się w czerwcu 2021 roku. Źródło: TGE.* |
| Poziom inflacji | % | 3,2% od roku 2023 | | | *Wg projekcji NBP* |
| Okres wsparcia przy pokryciu kosztów operacyjnych - wsparcie operacyjne | rok | 10 | | | *Założenia projektu* |
| Okres wsparcia przy modernizacji instalacji | rok | 15 | | | *Założenia projektu* |
| Podział pomiędzy systemem modernizacji a operacyjnego wsparcia | 50% instalacji przejdzie do systemu modernizacji / 50 % instalacji przejdzie do systemu wsparcia operacyjnego | | | | |

*Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska*

**Załącznik nr 3 – Moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, które wejdą do systemu modernizacyjnego lub operacyjnego w perspektywie do 2030 roku (wg. technologii).**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Moc instalacji [MW]** | **Biogaz** | **Biomasa (bez współspalania)** | **Woda < 5MW** |
| **2020-2023** | 54,615 | 172,414 | 246,243 |
| **2024** | 16,273 | 13,840 | 1,213 |
| **2025** | 11,996 | 68,050 | 0,000 |
| **2026** | 20,603 | 36,111 | 1,618 |
| **2027** | 27,760 | 277,480 | 3,852 |
| **2028** | 30,994 | 112,183 | 1,054 |
| **2029** | 26,308 | 14,428 | 1,801 |
| **2030** | 23,948 | 77,248 | 1,255 |
| **SUMA** | **212,497 MW** | **771,754 MW** | **257,035 MW** |

**Załącznik nr 4 -** **Wpływ na sektor energetyczny – wprowadzenie instrumentów wsparcia dla członków klastra energii**

Uwzględniając założenia dotyczące rozwoju sektora klastrów energii, zawarte w pkt 2 OSR *(ppkt Instrumenty promowania rozwoju klastrów energii)*, w tym wskazujące na powstanie do roku 2029 ok. 300 inicjatyw klastrowych, dysponujących mocą wytwórczą na poziomie 840GWh rocznie, dokonano oszacowania wpływu planowanych regulacji na poziom wsparcia ogółem dla członków klastra energii w okresie planowanego wsparcia jak również na sektor energetyczny.

Zgodnie z założeniami, poziom wsparcia klastrów energii będzie uzależniony od poziomu zużycia własnego rozumianego jako ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez członków klastra energii wyznaczonej dla każdej godziny.

Na potrzeby oszacowania całkowitych kosztów instrumentów wsparcia dla klastrów energii wprowadzanych projektem ustawy dokonano obliczeń zgodnie z poniższymi tabelami. Zgodnie z projektem ustawy, klaster energii, którego członkowie będą korzystać z instrumentów wsparcia przewidzianych w projekcie ustawy, będzie z chwilą wejścia w życie przepisów zobowiązany wykazać się 40% poziomem zużycia własnego, który wzrośnie od roku 2027 do 50%. Spełniając ww. wymagania członkowie klastra energii będą uprawnieni do korzystania ze zwolnienia z części opłat w stosunku do energii z OZE wytworzonej przez członków klastra energii. Zwolnienie to obejmować będzie opłatę OZE oraz opłatę kogeneracyjną. Poniższa tabela prezentuje szacowany poziom wsparcia ogółem dla członków klastra energii w sytuacji wykazania minimalnego poziomu zużycia własnego.

*Tabela 1: Prognozowany poziom wsparcia członków klastra energii przy poziomie zużycia własnego na poziomie co najmniej 40% w latach 2024-2026 oraz przy poziomie zużycia własnego co najmniej 50% w latach 2027-2029.*

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Rok** | **Produkcja energii elektrycznej (MWh)** | **Instrumenty wsparcia członków klastra energii** | | | | | **Szacowany poziom wsparcia członków klastra energii** |
| **Opłata OZE** | **Opłata kogeneracyjna** | **Zielone certyfikaty** | **Białe certyfikaty** | **Błękitne certyfikaty** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **2\*(3+4+5+6+7)** |
|
| 2024 | 232500 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 786082515 721 650,00 zł |
| 2025 | 540000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 18 257 400,00 zł |
| 2026 | 615000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 20 793 150,00 zł |
| 2027 | 690000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 23 328 900,00 zł |
| 2028 | 765000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 25 864 650,00 zł |
| 2029 | 840000 | 2,20 zł | 0 zł | 27,42 zł | 2,68 zł | 1,51 zł | 28 400 400,00 zł |
| **Suma** | **3 682 500** |  |  |  |  |  | **124 505 325,00 zł** |
| **Średnio na 1 MWh** |  |  |  |  |  |  | **33,81 zł** |

*Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*

*Do obliczeń przyjęto poziom energii objęty instrumentami wsparcia na podstawie szacunków dokonanych przez KIKE. Poziom opłaty OZE przyjęto zgodnie z danymi Prezesa URE za 2021 rok (*[*https://www.ure.gov.pl/pl/oze/stawki-oplaty-oze/7857,Wysokosci-stawki-oplaty-OZE-na-dany-rok-kalendarzowy.html*](https://www.ure.gov.pl/pl/oze/stawki-oplaty-oze/7857,Wysokosci-stawki-oplaty-OZE-na-dany-rok-kalendarzowy.html)*).*

*Poziom opłaty kogeneracyjnej został przyjęty zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska o sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2021.*

*Ceny praw majątkowych wyznaczone zostały przy następujących założeniach:*

*Zielone certyfikaty – cena 140,60 i 19,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.*

*Białe certyfikaty 1785,00 zł i 1,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.*

*Błękitne certyfikaty – cena 301,50 i 0,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.*

Projektowane wsparcie dla klastrów energii będzie związane ze zmniejszeniem obciążeń wynikających z opłaty dystrybucyjnej dla członków klastra energii dla energii wytworzonej z OZE i skonsumowanej w klastrze. Wartość ta będzie dzielona w klastrze pomiędzy podmioty wytwarzające energię i jej odbiorców.

Wejście w życie projektowanych przepisów powoduje, że sprzedawca energii zostanie zwolniony z obowiązku naliczania i uiszczania opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej dla wolumenu energii wytwarzanej z OZE. Jednocześnie cały wolumen energii wytworzonej z OZE w ramach klastra energii zostaje zwolniony z konieczności umarzania świadectw pochodzenia energii.

W celu obliczenia wartości korzyści wynikających ze zwolnienia energii wytworzonej i skonsumowanej w ramach klastra energii z opłat z tytułu umarzania certyfikatów wyznaczono ich wartość w rachunku odbiorcy końcowego. Ceny certyfikatów przyjęte zostały z danych giełdowych, procentowy udział prawa majątkowego – zgodnie z założeniami na rok 2020. W przypadku zielonych i błękitnych certyfikatów stanowi to iloczyn ceny certyfikatu i ww. procentowego udziału, zaś dla wyznaczenia wartości białych certyfikatów wykorzystano wzór.

Tak wyznaczone wartości stanowią odzwierciedlenie tych składników w rachunku powodując określoną korzyść finansową. Szacuje się, że będzie to kwota ok. 33,81 zł/MWh, która będzie mogła zostać podzielona w klastrze na wytwórcę i odbiorcę - zatem korzyść z tak prezentowanego rozwiązania odniosą obie strony. Mechanizm rozdysponowania kwoty korzyści znajduje się w gestii członków klastra energii. W modelu biznesowym klastra energii istotne będzie bowiem pozyskiwanie nowych wytwórców energii z OZE, którzy będą dążyć do uzyskania możliwie wysokich cen za energię elektryczną. Podmiotom tym zostanie dopłacona pewna część środków z wygenerowanej korzyści finansowej. Z drugiej zaś strony odbiorcy dążąc do uzyskania jak najniższych cen energii będą skłonni wchodzić do klastra, jeśli ich „korzyść” (stanowiąca część kwoty 33,81 zł/MWh) będzie jak największa.

Zaprezentowane w tabeli 1 dane wskazują estymację wpływu wsparcia w okresie do dnia 31 grudnia 2029, w którym wsparciem byłoby objęte 4 110 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE w klastrach energii. Członkowie klastrów energii otrzymaliby w związku z powyższym wsparcie ogółem oszacowane na poziomie 124 505 325,00zł, co daje średnie wsparcie na poziomie 33,81 zł/MWh.

Jednocześnie, dla członków klastrów energii, którzy wykazaliby wyższy poziom zużycia własnego tj. powyżej 60%, przewidziany jest dodatkowy instrument wsparcia obejmujący upust od zmiennych składników taryfy dystrybucyjnej. Planowany w projekcie ustawy instrument wsparcia zakłada 5% upust przy osiągnieciu zużycia własnego powyżej 60%. Wraz ze wzrostem zużycia własnego o kolejne 10% członkowie klastra energii uzyskują dodatkowe 5%. W przypadku 100% zużycia własnego upust ten wynosu 25%.

*Tabela 2. Prognoza w zakresie dodatkowej wartości wsparcia dla członków klastra energii, obejmująca klastry wykazujące poziom zużycia własnego powyżej 60%.*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Rok** | **Produkcja energii elektrycznej [MWh]** | **Poziom autokonsumpcji 60%** | **Upust** | **Instrumenty wsparcia członków klastra energii** | | | **Wartość wsparcia dla członków klastrów energii - dla całego wolumenu energii elektrycznej** | | | **Wartość dodatkowego wsparcia dla członków klastrów energii dla całego wolumenu energii elektrycznej** | |
| **Stawka jakościowa** | **Składnik zmienny opłaty sieciowej** | | **Upust w stawce jakościowej** | **Minimalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej** | **Maksymalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej** | **Minimalna suma wsparcia** | **Maksymalna suma wsparcia** |
| **Poziom minimalny** | **Poziom maksymalny** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 (2x3x4x5) | 9 (2x3x4x6) | 10 (2x3x4x7) | 11 (8+9) | 12 (8+10) |
|
| 2024 | 232500 | 60% | 5% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 92 976,75zł | 108 740,25zł | 1 815 592,50zł | 201 717,00zł | 1 908 569,25zł |
| 2025 | 540000 | 60% | 5% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 215 946,00 zł | 252 558,00 zł | 4 216 860,00 zł | 468 504,00 zł | 4 432 806,00 zł |
| 2026 | 615000 | 60% | 5% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 245 938,50 zł | 287 635,50 zł | 4 802 535,00 zł | 533 574,00 zł | 5 048 473,50 zł |
| 2027 | 690000 | 60% | 5% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 275 931,00 zł | 322 713,00 zł | 5 388 210,00 zł | 598 644,00 zł | 5 664 141,00 zł |
| 2028 | 765000 | 60% | 5% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 305 923,50 zł | 357 790,50 zł | 5 973 885,00 zł | 663 714,00 zł | 6 279 808,50 zł |
| 2029 | 840000 | 60% | 5% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 335 916,00 zł | 392 868,00 zł | 6 559 560,00 zł | 728 784,00 zł | 6 895 476,00 zł |
| **Suma** | **3 682 500** |  |  |  |  |  | **1 472 631,75zł** | **1 722 305,25zł** | **28 756 642,50zł** | **3 194 937,00zł** | **30 229 274,25zł** |
| **Średnio na 1 MWh** |  |  |  |  |  |  | **0,40 zł** | **0,47 zł** | **7,81 zł** | **0,87 zł** | **8,21 zł** |

*Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*

*Do obliczeń przyjęto wartości z Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A. na rok 2020.*

Kolejnym pozytywnym efektem rozwoju klastrów energii będzie zwiększanie możliwości zużycia własnego klastrów. W takim przypadku, zgodnie z założeniami projektu ustawy, pojawiają się bowiem kolejne zwolnienia w opłatach w taryfie dystrybucyjnej, tj. w stawce jakościowej oraz zmiennych składnikach taryfy dystrybucyjnej. Również uzyskane efekty finansowe będą rozdysponowane pomiędzy wytwórców energii z OZE a odbiorców energii. W zależności od osiągniętego poziomu zużycia własnego w klastrze zwolnienie to będzie wynosiło od 5% do 25 % (stawki jakościowej i zmiennych składników opłaty dystrybucyjnej).

Zaprezentowane w tabeli 2 dane wskazują, iż w okresie od dnia 2 lipca 2024 roku do dnia 31 grudnia 2029 energii, klastry energii, które wykazałyby poziom zużycia własnego powyżej 60% mogłyby liczyć, w zależności od wartości taryfy dystrybucyjnej, na średnie wsparcie odpowiednio na poziomie od 0,87 zł/MWh do 8,21zł/MWh.

Analogiczna estymacja ale przy założeniu poziomu zużycia własnego wynoszącego 100% przedstawiona została w kolejnej tabeli poniżej.

*Tabela 3 Prognoza w zakresie dodatkowej wartości wsparcia dla członków klastra energii, obejmująca klastry wykazujące poziom zużycia własnego na poziomie 100%.*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Rok** | **Produkcja energii elektrycznej [MWh]** | **Poziom autokonsumpcji 100%** | **Upust** | **Instrumenty wsparcia członków klastra energii** | | | **Wartość wsparcia dla członków klastrów energii - dla całego wolumenu energii elektrycznej** | | | **Wartość dodatkowego wsparcia dla członków klastrów energii dla całego wolumenu energii elektrycznej** | | |
| **Stawka jakościowa** | **Składnik zmienny opłaty sieciowej** | | **Upust w stawce jakościowej** | **Minimalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej** | **Maksymalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej** | **Minimalna suma wsparcia** | **Maksymalna suma wsparcia** | |
| **Poziom minimalny** | **Poziom maksymalny** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8 (2x3x4x5)** | **9 (2x3x4x6)** | **10 (2x3x4x7)** | **8+9** | **8+10** | |
| 2024 | 232500 | 100% | 25% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 774 806,25zł | 906 168,75zł | 15 129 937,50zł | 1 680 975,00zł | | 15 904 743,75zł |
| 2025 | 540000 | 100% | 25% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 1 799 550,00 zł | 2 104 650,00 zł | 35 140 500,00 zł | 3 904 200,00 zł | | 36 940 050,00 zł |
| 2026 | 615000 | 100% | 25% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 049 487,50 zł | 2 396 962,50 zł | 40 021 125,00 zł | 4 446 450,00 zł | | 42 070 612,50 zł |
| 2027 | 690000 | 100% | 25% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 299 425,00 zł | 2 689 275,00 zł | 44 901 750,00 zł | 4 988 700,00 zł | | 47 201 175,00 zł |
| 2028 | 765000 | 100% | 25% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 549 362,50 zł | 2 981 587,50 zł | 49 782 375,00 zł | 5 530 950,00 zł | | 52 331 737,50 zł |
| 2029 | 840000 | 100% | 25% | 13,33 zł | 15,59 zł | 260,30 zł | 2 799 300,00 zł | 3 273 900,00 zł | 54 663 000,00 zł | 6 073 200,00 zł | | 57 462 300,00 zł |
| **Suma** | **3682500** |  |  |  |  |  | **12 271 931,250zł** | **14 352 543,75zł** | **239 638 687,50zł** | **26 624 475,00zł** | | **251 910 618,75zł** |
| **Średnio na 1 MWh** |  |  |  |  |  |  | **3,33 zł** | **3,90 zł** | **65,08 zł** | **7,23 zł** | | **68,41 zł** |

*Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.*

Zaprezentowane w tabeli 3 dane wskazują, iż w okresie od dnia 2 lipca 2024 roku do dnia 31 grudnia 2029 roku, klastry energii, które wykazałyby poziom zużycia własnego na poziomie 100% mogłyby liczyć, w zależności od wartości taryfy dystrybucyjnej, na średnie wsparcie odpowiednio na poziomie od 7,23 zł/MWh do 68,41 zł/MWh.

Kluczowym elementem projektowanych rozwiązań jest wygenerowanie wartości dodanej w postaci wyraźnych oszczędności w ramach klastra energii, która to będzie rozdysponowywana przez sam klaster. Pozwala to na budowanie bardzo zindywidualizowanych modeli biznesowych, w czym istotną rolę odegra koordynator klastra, który dla budowy strategii wykorzystuje wspomnianą wartość dodaną wygenerowaną w klastrze.

Klaster energii, by móc wejść do systemu rozwiązań zaproponowanych w ramach projektu ustawy będzie zobowiązany wykazać 40% poziom zużycia własnego (od roku 2027 – 50%). Wówczas uzyskuje on uprawnienie do skorzystania ze zwolnienia w stosunku do energii z OZE wytworzonej przez członków tego klastra. Na zwolnienie to składa się zwolnienie z opłaty OZE oraz z opłaty kogeneracyjnej. Dodatkowo, w stosunku do energii elektrycznej zużywanej przez członków klastra, a wytworzonej z OZE również przez członków tego klastra wprowadza się brak obowiązku umarzania certyfikatów. Zwolnienie z opłaty kogeneracyjnej, opłaty OZE oraz z konieczności umarzania certyfikatów daje oszczędności w postaci obciążeń widocznych w rachunku odbiorców i to jest wartość dodana, która może być rozdysponowana w klastrze energii. Projektowane rozwiązanie nie ingeruje w sam system certyfikatów, a jedynie wprowadza zwolnienie dla energii z OZE wytworzonej w ramach klastra.

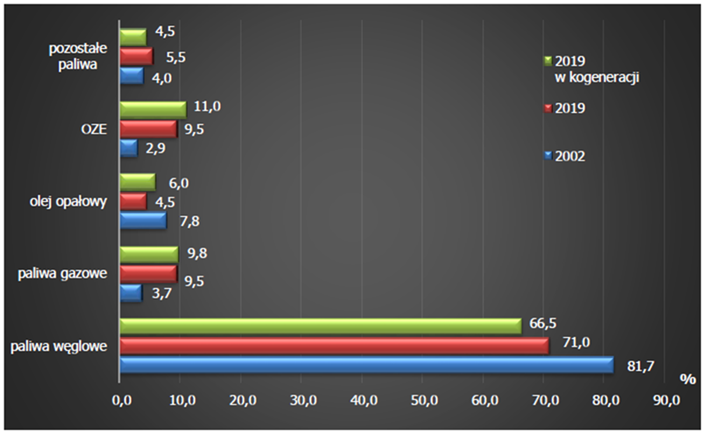
Projektowane rozwiązanie łączy się również z korzyściami dla systemu elektroenergetycznego, bowiem konsumpcja energii w miejscu jej wytworzenia (lub w bliskim sąsiedztwie) daje oszczędności w obszarze możliwości uniknięcia strat technicznych na sieciach. Szacuje się, iż wynoszą one ok 4,13 zł/ MWh (straty techniczne OSP) i 8 zł/MWh (straty techniczne OSD). Ponadto, możliwe jest obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych (ok. 16,63 zł/MWh). Łącznie mowa jest o oszczędnościach sięgających 28,76 zł/MWh.

**Załącznik nr 5 -** **Wpływ wprowadzenia minimalnego zwrotu z kapitału dla inwestycji w źródła ciepła będące odnawialnymi źródłami energii oraz źródłami ciepła odpadowego na środowisko i budżet odbiorców oraz konwersja systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze**

Ciepło sieciowe w Polsce jest wytwarzane głównie z paliw węglowych, których udział w jego wytwarzaniu przekracza 70 %. W stosunku do roku 2002 udział ten zmniejszył się o około 10 p.p., co można uznać za zachowanie znaczącej przewagi paliw węglowych stosowanych do wytwarzania ciepła.

Udział odnawialnych źródeł energii na przestrzeni 19 lat zwiększył się zaledwie o 6,6 p.p., co dowodzi braku prostych i mało kosztownych rozwiązań, umożliwiających powszechne stosowanie OZE w ciepłownictwie. Należy także mieć na uwadze, że zwiększony udział OZE został spowodowany współspalaniem biomasy w jednostkach kogeneracji ze względu na możliwość skorzystania z mechanizmu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji wykorzystujących OZE.

*Rysunek 1. Struktura paliw stosowanych do wytwarzania ciepła w roku 2002 i 2019 oraz w 2019 r. w kogeneracji – źródło: Energetyka cieplna w liczbach*



Polska posiada potencjał dostawy ciepła sieciowego, jednak gros źródeł opalanych jest paliwami kopalnymi, z przeważającym udziałem paliw węglowych. Zmiana sposobu wytwarzania ciepła lub rodzaju paliwa w istniejącym źródle jest przedsięwzięciem kosztowym, zwłaszcza, że przy zmianie paliwa należałoby rozważać konwersję źródła wytwarzającego ciepło na źródła kogeneracyjne.

Zachęta w postaci zapewnienia minimalnej, 7% stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego przewidziana w ustawie – Prawo energetyczne spowoduje korzyść, zarówno na rzecz ochrony środowiska poprzez redukcje emisji spowodowanej spalaniem paliw kopalnych, a przede wszystkim węgla kamiennego, jak i da korzyść ekonomiczną dla odbiorców, bowiem redukcja kosztów emisji jest większa, niż zwiększona, ponad uznawaną aktualnie przez Prezesa URE stopę zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą wytwarzania, dystrybucji i obrotu ciepłem, która jest przenoszona w taryfie.

*Tabela 1. Dziesięcioletni okres inwestycji w źródła ciepła OZE oraz prognozowane zmniejszenie emisji kosztów dwutlenku węgla oraz zmniejszenie opłat odbiorców wynikające z przewagi unikniętych kosztów nad zwiększeniem zwrotu z kapitału*



*Rysunek 2. Redukcja emisji wynikająca z inwestycji w źródła ciepła OZE lub źródła ciepła odpadowego oraz bilans zwiększonego kosztu kapitału w relacji z unikniętymi kosztami emisji*

**Nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze lub chłodnicze**

W kwietniu 2018 roku Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, na prośbę Ministerstwa Energii, przeprowadziła wśród zrzeszonych w niej przedsiębiorstw ciepłowniczych badanie, na podstawie którego stwierdzono, że na 255 systemów ciepłowniczych eksploatowanych przez członków Izby (na łączną liczbę 412 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych - wg stanu na dzień 31 grudnia 2017 r.), które obejmują około 85% ogólnego wolumenu ilości ciepła dostarczanego z systemów ciepłowniczych w Polsce, tylko ok. 20% spełnia kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Ten stan generalnie nie zmienił się do 2021 r.

*Tabela 2. Produkcja i rozdysponowanie wytworzonego ciepła w 2018 i 2019 r. wg: Energetyka cieplna w liczbach*



W 2019 r. udział ciepła z kogeneracji wynosił 65 %. produkcji ciepła ogółem i wzrósł o 1,5 punktu procentowego w stosunku do roku 2018. Jednak należy zwrócić uwagę na fakt, że systemy ciepłownicze, które znajdują się w grupie spełniających kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, to systemy dostarczające ciepło odbiorcom w największych miastach Polski i najczęściej status efektywnego systemu ciepłowniczego jest uzyskiwany ze względu na źródła kogeneracyjne opalane paliwami węglowymi. Dane z załączonych poniżej tabel wskazują na przewagę paliw kopalnych w procesie wytwarzania ciepła.

*Tabela 3. Produkcja ciepła z różnych rodzajów paliw w 2018 i 2019 r. na podstawie: Energetyka cieplna w liczbach*



Zaproponowane w niniejszej ustawie zmiany mają na celu zwiększenie udziału efektywnych systemów ciepłowniczych z ukierunkowaniem na kryterium 50% udziału energii z odnawialnych źródeł energii (w tym ciepła), bowiem pomimo poprawy wskaźników emisyjności stosowane paliwo węglowe i inne paliwa kopalne nie sprostają wyznaczonym celom emisyjności źródeł.

*Tabela 4. Wskaźniki techniczne ciepłownictwa na podstawie: Energetyka cieplna w liczbach*



Należy zwrócić uwagę na fakt, że powyższa tabela uwzględnia uśrednione wskaźniki dla wszystkich źródeł. Na poprawę tych wskaźników podstawowy wpływ mają duże źródła, które dokonały już ograniczenia emisyjności. Poważnym problem z ograniczeniem emisyjności będą miały źródła z obszaru non-ETS stosujące paliwa kopalne.

1. https://cng-lng.pl/wiadomosci/W-2019-r.-w-UE-przybylo-blisko-90-tys.-pojazdow-CNG-i-LNG,wiadomosc,9895.html [↑](#footnote-ref-2)
2. Raport UOKiK – odpady w gminach miejskich: <https://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news_id=15715> [↑](#footnote-ref-3)