Formularz zgłaszania uwag
do projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)
uwagi Konfederacji Lewiatan

L.p.	Jednostka redakcyjna i akt do których zgłaszane są uwagi	Podmiot zgłaszający uwagę	Uwaga wraz z propozycją nowego brzmienia przepisu	Uzasadnienie uwagi
1.	Uwaga ogólna: Brak przedstawienia aktów wykonawczych wraz z projektem ustawy	Konfederacja Lewiatan	Postulujemy prezentację i przedstawienie do konsultacji projektów aktów wykonawczych, wynikających z projektu ustawy.	Przy projekcie nowelizacji Ustawy OZE nie przedstawiono projektów aktów wykonawczych, które są niezbędne dla kompleksowej oceny skutków regulacji (np. rozporządzenie wynikające z delegacji ustawowej wynikającej z art. 62, zaś zmiany wprowadzające działalność wytwórczą biometanu wymagają także np. zmiany rozporządzenia w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko).
2.	Uwaga ogólna: Krajowy Punkt Kontaktowy	Konfederacja Lewiatan	Uwzględnienie w zapisach dot. Krajowego Punktu Kontaktowego (KPK) kwestii związanych z inwestycjami w magazyny energii wchodzące w skład instalacji hybrydowej oraz zielony wodór.	Można zaobserwować rosnące zainteresowanie tego typu inwestycjami ze strony wielu podmiotów – odpowiednie kompetencje części firm zrzeszonych w Konfederacji Lewiatan i wsparcie potencjalnych inwestorów może przyspieszyć wdrażanie wymienionych rozwiązań.
3.	Uwaga ogólna: Rejestr wytwórców biogazu i biogazu rolniczego	Konfederacja Lewiatan	Sygnalizujemy konieczność uporządkowania kwestii rejestru wytwórców biogazu i biogazu rolniczego.	Powinno się dążyć do tego, żeby wszystkie rejestry i informacje o wytwórcach energii czy gazu znajdowały się w jednym podmiocie / podlegały jednemu podmiotowi. Ułatwi to znacząco kontrolę nad rejestrami, nad informacjami w poszczególnych rejestrach oraz przedstawianiem wymaganych raportów. Podmiotem takim powinien być Urząd Regulacji Energetyki.
4.	Uwaga ogólna: Strategia dla ciepłownictwa	Konfederacja Lewiatan	Konieczne jest przygotowanie strategii dla sektora ciepłowniczego.	Potrzebna jest strategia dla ciepłownictwa, która określi mechanizmy dla dalszego rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce, biorąc pod uwagę warunki rynkowe i wymaganie dyrektyw w sprawie odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej budynków i efektywności energetycznej. Widzimy znaczące ryzyka dla sektora ciepłownictwa, w szczególności dla przedsiębiorstw nieposiadających lub posiadających niewielką liczbę sieci efektywnych energetycznie.

5.	<u>Uwaga ogólna:</u> Klastry energii	Konfederacja Lewiatan	• Postulujemy zapewnienie dla spółdzielni energetycznych nie gorszych warunków działania od warunków proponowanych dla klastrów energii, tym umożliwienie spółdzielniom tworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego • Postulujemy uwzględnienie możliwości kooperowania podmiotów w innym układzie niż proponowany (powiat lub 5 sąsiednich gmin) w uzasadnionych przypadkach • jednostki samorządu terytorialnego powinny być fakultatywnym członkiem klastra, a nie obligatoryjnym • Postulujemy zawarcie zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej w projektowanym art. 38ab. ust. 1 pkt 2) ustawy o OZE • Postulujemy wskazanie w przepisach OSD jako <u>fakultatywnego</u> członka klastra; w przypadku uczestnictwa OSD w klastrze należy go też odpowiednio premiować • uwzględnienie w projektowanym art. 38ab. ust. 1 pkt 2) ustawy o	Funkcjonowanie zarówno spółdzielni energetycznych jak i klastrów (które zresztą, zgodnie z treścią Uzasadnienia, nie są wdrożeniem przepisów tzw. Dyrektywy rynkowej), z tak różnym zdefiniowaniem zasad ich funkcjonowania czy warunków wsparcia jakim podlegają powoduje zamieszanie na rynku. Proponujemy, aby przy zasadach opisujących funkcjonowanie klastrów opierać się na dotychczasowych podmiotach funkcjonujących na rynku. Kolejny podmiot prowadzi do niepotrzebnego komplikowania i tak już skomplikowanego systemu elektroenergetycznego, gdzie samych sprzedawców jest co najmniej kilku. Klastry stanowią rodzaj porozumienia (w odróżnieniu od spółdzielni energetycznych, które posiadają osobowość prawną). Warto przy tym wskazać, że skoro działanie w klastrze ma przynosić korzyści stronom porozumienia, to nie wydają się zasadne dodatkowe korzyści z obniżonej opłaty dystrybucyjnej. Należy też nadmienić, że proponowane zasady dotyczące klastrów energii oznaczają de facto, że członek klastra nie może skorzystać z zasady TPA czyli zmienić sprzedawcy. Jest to sprzeczne z jednym z fundamentów funkcjonowania rynku energii elektrycznej czyli prawem odbiorcy do zmiany sprzedawcy. Istotne jest też umożliwienie współpracy między gminami z różnych powiatów, rozszerzenie możliwych konfiguracji współpracy między jednostkami samorządu terytorialnego (przy czym, nie powinny być one obligatoryjnie członkiem klastra – takie rozwiązanie znacząco utrudni powstawanie klastrów), jak również umożliwienie realizacji inicjatyw klastrowych przy podstacjach trakcyjnych lub innych dużych konsumentach energii podłączonych bezpośrednio do 110 kV. Ponadto w przypadku niektórych operatorów zasadne jest umożliwienie funkcjonowania kilku OSD w ramach klastra (warto przy tym zwrócić uwagę, że obszar danej gminy może być podzielony między różnych OSD). Stąd propozycja wskazanie w wymienionym przepisie (art. 38ab. ust. 1 pkt 2) OSD w liczbie mnogiej. Wskazane jest też wyjaśnienie, czy w jednej gminie może działać jeden klaster.

			OZE możliwości wykorzystania przyłączy o napięciu niższym albo równym 110 kV oraz zawarcie zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej • uwzględnienie w porozumieniu klastrowym szczegółowych zapisów dot. przekazywania informacji od OSD • uwzględnienie, że proponowane instrumenty wsparcia spowodują powstanie kosztów osieroconych po stronie OSD oraz doprecyzowanie o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych (których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra) chodzi • warunki utworzenia na obszarze klastra obszaru ograniczania obciążenia szczytowego powinny być określone w IRiESD każdego OSD • uwzględnienie w zasadach funkcjonowania klastrów energii przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową	Ponadto postulujemy uwzględnienie możliwości uczestnictwa operatora OSD w samym klastrze. OSD mogą być cennymi elementami klastrów i wspierać ich rozwój: wspieranie działań na rzecz lokalnej dystrybucji energii, bez przepływu energii między siecią zewnętrzną a klastrem, tworzenie warunków do przyłączania nowych źródeł OZE, odpowiednie sterowanie łącznikami/dobudowanie dodatkowych urządzeń. W przypadku uczestnictwa operatora OSD w klastrze, dystrybutor również powinien być właściwie premiowany w związku z dodatkowymi zadaniami utrzymaniowymi/inwestycyjnymi, które będzie podejmował w związku z inicjatywami klastrowymi. Dodatkowo należy wspomnieć, że proponowane instrumenty wsparcia spowodują powstanie kosztów osieroconych po stronie OSD. Ani w uzasadnieniu ani w OSR nie ma informacji o jakich kosztach mowa i kto te koszty ma ostatecznie pokryć. Obawiamy się, że kolejny system wsparcia polegający na obniżeniu części opłat dystrybucyjnych doprowadzi do tego, że koszty te zostaną pokryte przez pozostałych, głównie mniejszych odbiorców (w szczególności przez gospodarstwa domowe). Proponujemy doprecyzowanie, o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych, których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra, chodzi. Dotychczasowe doświadczenia z podobnymi zapisami rodzą szereg wątpliwości i powodują rozbieżności w interpretacji. W proponowanych przepisach nie jest też jasno określone, które podmioty / członkowie klastra otrzymują wynagrodzenie z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego. Treść art. 38ai ust. 1 wskazywałaby że są to wszyscy członkowie klastra. Wskazanie efektywności energetycznej, jako jednego z celów klastra, przełoży się bezpośrednio na magazyny i/lub zwiększenie potencjału dla źródeł OZE.

			• wśród celów klastra powinno się również znaleźć zwiększenie efektywności energetycznej • jasne określenie, które podmioty / członkowie klastra otrzymują wynagrodzenie z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego • wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju.	Proponujemy również rozważenie wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju. Sposób ustalania tego wynagrodzenia wymaga doprecyzowania.
6.	<u>Uwaga ogólna:</u> Wprowadzenie idei cable pooling dla OZE	Konfederacja Lewiatan	Konieczne jest spojrzenie na miejsce przyłączenia jako moc na węźle, a nie to w jaki sposób ta moc jest wytwarzana/generowana (bezpośrednio związane też z instalacjami hybrydowymi).	Ustawa powinna zachęcać OSD, OSP oraz inwestorów do maksymalizacji wykorzystania możliwości obciążenia linii energetycznych, które już dzisiaj stanowią przyłączenie dla wszystkich instalacji OZE (mikroinstalacje, małe i duże instalacje) oraz które poszerzą się o nowe instalacje w przyszłości. Nie powinno się ograniczać, które technologie można łączyć lub jaki ma być minimalny lub maksymalny poziom współdzielenia, ponieważ te kwestie rozstrzygnie umowa między podmiotem, który otrzymał pierwotne warunki przyłączenia, a podmiotem, który będzie współdzielił linię energetyczną pod warunkiem utrzymania pierwotnych warunków wydanych przez OSD i OSP.

7.	<u>Uwaga ogólna:</u> Moc zainstalowana, w tym moc zainstalowana instalacji hybrydowej	Konfederacja Lewiatan	Konieczne jest uporządkowanie (uspójnienie) mocy zainstalowanej elektrycznej różnych rodzajów instalacji OZE. W przypadku hybrydowych instalacji OZE wyznacznikiem mocy tej instalacji powinna być moc przyłączeniowa.	• Proponujemy przyjąć, że moc instalacji hybrydowej z bateriami (BESS) zainstalowanymi do falownika po stronie DC, jest tożsama z mocą wyjściową falownika, ponieważ w certyfikowanych w Polsce zestawach hybrydowych z bateriami nie ma możliwości eksportu energii z baterii i PV o mocy większej niż moc znamionowa falownika po stronie AC. Warto zauważyć, że moc po stronie AC falownika hybrydowego (przekształtnika) nie zmienia się po przyłączeniu baterii i jest tą samą mocą co w przypadku pracy samego generatora PV. • Proponujemy zmianę (a de facto uspójnienie) definicji mocy zainstalowanej, co powinno „uwolnić" częściowo zablokowane możliwości przyłączenia, przez OSD kolejnych instalacji OZE, jest to ważne zwłaszcza w przypadku instalacji PV (odblokowuje co najmniej różnicę mocy DC-STC i AC-falownik). • Proponujemy wypracowanie w dialogu z rynkiem OZE nowej definicji mocy zainstalowanej instalacji OZE, gdyż projektowana nowelizacja UOZE zawiera wewnętrznie niespójną definicję mocy zainstalowanej instalacji hybrydowych i jej poszczególnych części składowych. • w przypadku hybrydowych instalacji OZE jako takich – jest brana pod uwagę moc transformatora na wyprowadzeniu mocy (a więc de facto moc przyłączeniowa modułu wytwarzania energii AC), a żadna z części nie może mieć więcej niż 80% mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu (a więc w przypadku PV i kilku innych technologii trudno jest o ich porównanie).

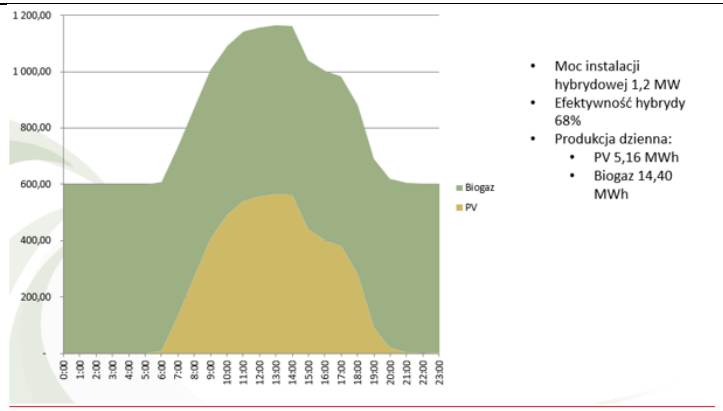
8.	<u>Uwaga ogólna:</u> Umowy PPA	Konfederacja Lewiatan	Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie umów PPA.	Zwracamy uwagę, że z zapisów w projekcie nowelizacji wynika, że projektodawcy de facto chodzi o umowy CPPA (wytwórca – odbiorca końcowy), a nie umowy PPA (wytwórca – spółka obrotu). Należy rozważyć, czy prawne uregulowanie nowego typu umowy przynosi jakąś wartość dodaną, a nie stanowi jedynie kolejnego obowiązku informacyjnego. Umowy PPA funkcjonują już teraz i następuje ich rozwój na rynku. Ponadto proponujemy, żeby takie umowy, jeżeli już mają być wprowadzone do porządku prawnego, obejmowały nie tylko wytwórców z OZE ale również pozostałych wytwórców.
9.	<u>Uwaga ogólna:</u> Partnerski handel energią – peer-to-peer	Konfederacja Lewiatan	Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią (peer-to-peer).	• Zaproponowana w projekcie koncepcja nie uwzględnia prawidłowo idei peer-to-perr, która zakłada stworzenie możliwości handlu bezpośredniego z pominięciem OSD i uniknięcie opłat dystrybucyjnych. Postulujemy przeformułowanie przepisów, tak aby ww. idea była w nich odzwierciedlona. • W zakresie rozliczeń w partnerskim handlu energią z odnawialnych źródeł energii w pierwszym kroku należałoby umożliwić realizację koncepcji bezpośredniej linii sąsiedzkiej (prosument-prosument lub prosument-konsument) działającej w ramach tego samego transformatora nN (a nawet po dedykowanej linii nN). • Dobrym rozszerzeniem koncepcji handlu P2P mogłoby być magazynowanie energii elektrycznej lub/i ciepła we wspólnym magazynie (dla budynków zlokalizowanych w niedużej odległości od siebie) i rozliczanie tego między sąsiadami (P2P) poza OSD.
10.	<u>Uwaga ogólna:</u> Uregulowania dot. linii bezpośredniej	Konfederacja Lewiatan	regulacje dotyczące linii bezpośredniej	Dostrzegamy trudności w dyskusji nad przepisami dotyczącymi linii bezpośredniej uwzględnionymi w omawianym projekcie, w sytuacji gdy wątpliwości związane z jej projektowanym funkcjonowaniem nie zostały jeszcze rozstrzygnięte, w związku z konsultacjami odrębnego projektu zmiany ustawy Prawo energetyczne. Należy podkreślić przy tym, że ułatwienia w zakresie linii bezpośredniej są bardzo istotne dla rozwoju OZE oraz generacji rozproszonej.

11.	<u>Uwaga ogólna:</u> Odblokowanie mocy przyłączeniowych	Konfederacja Lewiatan	wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań umożliwiających odblokowanie mocy przyłączeniowych	Proponujemy wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań umożliwiających odblokowanie mocy przyłączeniowych dla nowych źródeł OZE poprzez wprowadzenie rozróżnienia pomiędzy mocą zainstalowaną a niższą lub równą jej mocą przyłączeniową. Najprostszym takim rozwiązaniem jest np. określenie mocy przyłączeniowej jako sumy mocy zainstalowanych, ale liczonych na AC, a nie jak przy PV – na DC STC. Dostępne jest także rozwiązanie stosowane do umożliwienia rozwoju nowych źródeł OZE bez nakładów na rozwój sieci, stosowane już w wielu krajach europejskich: możliwość lokalizacji kilku źródeł OZE o różnej charakterystyce w danym punkcie przyłączenia. Na wyprowadzeniu mocy znajdują się odpowiednie zabezpieczenia, a techniczna zdolność regulacji mocy czynnej może być weryfikowana przez operatora zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem KE 2016/631 ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Taka zmiana jest konieczna, aby efektywnie wykorzystywać infrastrukturę sieciową: uzupełniające się profilami produkcji różnego rodzaju źródła OZE mogą oferować wygładzony profil produkcji, bez obciążania zdolności przyłączeniowych sieci dystrybucyjnych.

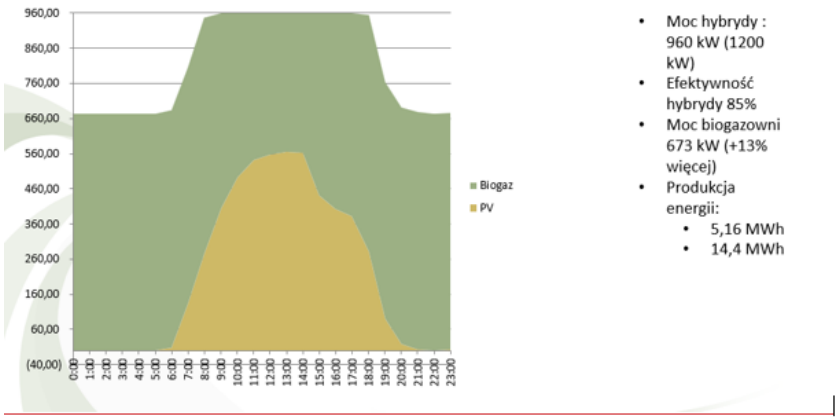
12.	<u>Uwaga ogólna:</u> Ceny referencyjne	Konfederacja Lewiatan	Zwracamy uwagę na kilka zagadnień dotyczących cen referencyjnych dla instalacji hybrydowych, biogazu i energetyki wodnej.	• Rozważenia wymaga sposób wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych, a zwłaszcza odpowiedź na pytanie, czy powinna to być jedna cena (co oznacza kwestionowaną już wcześniej przez Komisję Europejską preferencję dla wybranego modelu instalacji hybrydowej, a więc określonej grupy inwestorów), czy też powinna to być średnia cena ważona normatywną liczbą godzin ekwiwalentnych dla poszczególnych technologii składowych lub proporcją mocy zainstalowanej poszczególnych technologii składowych (ale tej porównywalnej – AC na wyjściu z modułu wytwarzania energii danego rodzaju). Szersze uzasadnienie propozycji zostało zawarte w pkt. 15 uwag. • Ceny referencyjne dla biogazu i energetyki wodnej powinny być skorygowane z uwagi na skokowy wzrost nakładów inwestycyjnych w 2021 r., a co najmniej o inflacyjny wzrost w stosunku do drugiego półrocza 2019r (LCOE było wyliczane na cenach z pierwszego półrocza 2019 r.), a więc co najmniej powinna być uwzględniona indeksacja o CPI za 2020 i 2021 (a faktycznie i z 2019 r.) powinien być uwzględniony.

13.	Art. 1 pkt. 2 lit. g) projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 2 pkt. 11a ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się wskazanie, że magazyn energii **może** być elementem instalacji hybrydowej (a nie obligatoryjnie). d) zespół ten **może obejmować** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”	W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii. Ponadto definicja budzi szereg wątpliwości, np. 1. Doprecyzowania wymagałaby kwestia tego w jaki sposób liczona jest moc takiej instalacji – czy jako suma źródeł, w tym magazynu, co wydaje się błędne, czy też określona zostanie moc w punkcie przyłączenia, a decyzja o tym jaka jest moc instalowana po stronie wytwarzania pozostanie po stronie wytwórcy, co wydaje się rozsądniejszą opcją. 2. Inne wątpliwości dotyczą tego co dokładnie jest magazynem energii. Np. czy zbiornik wodny na górnym stanowisku elektrowni wodnej, czy zasobnik biogazu pod kopułą zbiornika fermentacyjnego na biogazowni, również stanowi magazyn i o jakich parametrach – pojemność całkowita, dostępna, moc oddawana itd. W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii. Moc magazynu energii powinna być uwzględniana we właściwy sposób, (tzn. instalacja hybrydowa 5 MW PV + 1 MW magazyn nie będzie tym samym, co 5 MW PV + 1 MW turbina wiatrowa). Magazyn sam w sobie nie stanowi źródła energii, tylko niejako jej bufor, więc nie powinien być uwzględniany w ten sam sposób, co inne źródło OZE. W przedmiotowym projekcie nie jest to wyraźnie sprecyzowane.

14.	Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy nowelizującej w zakresie projektowanego brzmienia art. 2 pkt 19b) lit. c ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	<u>w pkt 19b:</u> <u>- lit. c. otrzymuje brzmienie:</u> „c) **mocy przyłączeniowej dla** urządzeń, o których mowa w pkt 11a lit. b– w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii,”,	<u>Hybrydowe instalacje OZE:</u> Przedstawiony przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska koncepcyjny model instalacji hybrydowych nie stanowi odpowiedzi na wcześniejsze uwagi Komisji Europejskiej oraz oczekiwania rynku, gdzie przewiduje się różne konfiguracje tego typu źródeł OZE, również takie gdzie łączone będą trzy i więcej technologii. <u>Dla optymalizacji w ujęciu systemowym tego typu inwestycji, aby umożliwić bardziej elastyczne podejście do tego typu inwestycji proponuje się następujące zmiany:</u> **1.** Moc zainstalowana hybrydowej instalacji OZE – nie musi być to suma mocy zainstalowanych poszczególnych źródeł wchodzących w jej skład. Źródła sterowalne jakimi są biogazownie mogą być ograniczane w dzień i pracować z większą mocą w nocy, tak, aby w całości wykorzystać moc przyłączeniową przy takim samym wolumenie produkcji energii elektrycznej. Poniższy wykres pokazuje charakterystykę dobową pracy instalacji hybrydowej – PV=0,6MW i biogaz=0,6MW w sytuacji gdyby moc zainstalowana instalacji hybrydowej była równa sumie mocy zainstalowanych źródeł składowych:



Kolejny wykres pokazuje charakterystykę dobową pracy instalacji hybrydowej – PV=0,6MW i biogaz=0,673MW w sytuacji gdyby moc zainstalowana instalacji hybrydowej była równa mocy przyłączeniowej (zabezpieczeń na wyprowadzeniu mocy) – 0,960MW:



Takie rozwiązanie jest korzystne dla inwestora i systemu energetycznego, gdyż w obu przypadkach mamy do czynienia z identycznym wolumenem wytworzonej energii elektrycznej, niemniej

			W art. 77 ust. 5, pkt. 24 otrzymuje brzmienie: 24) W przypadku instalacji hybrydowych, cena referencyjna obliczana jest według następującego wzoru:	jednak ogranicza powstawanie „luk mocy przyłączeniowych”. Luki przyłączeniowe uznaje się jako niewykorzystaną w pełni moc przyłączeniowe wynikająca z różnej charakterystyki źródła. W powyższym przykładzie istniałaby możliwość zmniejszenia mocy przyłączeniowej o ponad 20% nie zmieniając produkcji rocznej hybrydowej instalacji OZE. **2.** W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest np. biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii dla osiągniecia przez instalację wymaganego poziomu stopnia efektywności wykorzystania mocy. Magazyn energii powinien być co najwyżej opcją. **3.** Należy zaproponować proporcjonalny model ustalania cen referencyjnych – determinantą powinna być produktywność źródeł OZE, a nie kalkulacja na podstawie jednej ceny referencyjnej. Proponuje się, aby cena referencyjna instalacji hybrydowej była ustalana na podstawie średniej ważonej produktywnością poszczególnych typów instalacji składowych (na bazie współczynnika wykorzystania moc zainstalowanej) oraz ich cen referencyjnych. Dzięki temu uniknie się zarzutu, iż cena sprzedaży energii nie odzwierciedla LCOE. Aby uniknąć ryzyka nadwsparcia lub niedoszacowania sugeruje się wprowadzenie wynikowej ceny referencyjnej. Cena referencyjna będzie określana na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej, tak aby zapewnić odpowiedni poziom wsparcia. Dzięki zastosowaniu tego rozwiązania przewiduje się powstawanie instalacji hybrydowych dostosowanych do aktualnych możliwości lokalizacji, a nie będzie premiowana jedna, określona konfiguracja. Ze względu na konstrukcję

			$$C_{refH} = \frac{\sum C_s * I_{ref} * P}{\sum I_{ref} * P}$$ Gdzie poszczególne symbole oznaczają: C_s_-cena skorygowana dla danego typu instalacji wchodzącego w skład instalacji hybrydowej C_{refH}-cena referencyjna instalacji hybrydowej I_{ref} – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok P – moc instalacji wchodzącej w skład instalacji hybrydowej Dla potrzeb powyższych obliczeń, przyjmuje się następujące wskaźniki referencyjne sprzedaży energii elektrycznej: 1) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, pkt. 1 -1a : 7800 MWh/rok 2) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 2-3a: 5000 MWh/rok 3) dla instalacji, o których mowa w art.	wzoru, opartego na kalkulacji cen skorygowanych wchodzących w skład instalacji hybrydowych (a więc już z podziałem do 1 MW i powyżej 1 MW) odstąpiono od tworzenia oddzielnego wzoru dla instalacji z przedziału „do 1 MW" oraz „powyżej 1 MW". Należy również podkreślić, iż w tym przypadku istnieje możliwość rozliczenia pomocy inwestycyjnej, gdyby tylko jedno ze źródeł było nią objęte. <u>W przypadku źródeł hybrydowych cena referencyjna obliczana jest na podstawie wzoru:</u> $$C_{refH} = \frac{\sum C_s * I_{ref} * P}{\sum I_{ref} * P}$$ $C_s - cena\ skorygowana\ dla\ danego\ typu\ instalacji$ wchodzącego w skład instalacji hybrydowej $C_{refH} - cena\ referencyjna\ instalacji\ hybrydowej$ I_{ref} – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok Przykład: Instalacja hybrydowa 5 MW (4 MW PV + 1 MW Biogaz Rolniczy) 4 MW PV C_{refH}= 320 zł/MWh I_{ref}= 1050 MWh/rok P= 4 MW 1 MW Biogaz Rolniczy C_{refH}= 700 zł/MWh I_{ref}= 7800 MWh/rok P= 1 MW $C_{refH} = \frac{1\,344\,000 + 5\,460\,000}{4\,200 + 7800}$= 567 zł/MWh

			77 ust. 5, 4-4a: 7600 MWh/rok 4) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 5: 4600 MWh/rok 5) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 6-7a: 7800 MWh/rok 6) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 8-9a: 5000 MWh/rok 7) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 10-10a: 7600 MWh/rok 8) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 11-12: 7850 MWh/rok 9) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 13-14: 6400 MWh/rok 10) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 15: 8000 MWh/rok 11) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 16: 3000 MWh/rok 12) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 17: 2750 MWh/rok 13) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 18: 4600 MWh/rok 14) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 19: 3600 MWh/rok 15) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 20: 7000 MWh/rok 16) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 21-22: 7000 MWh/rok	Wskaźnik, stanowiący referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej stanowi odpowiednik tego, co zostało przedstawione przez Ministerstwo Energii w dokumencie Oceny Skutków Regulacji przy propozycji cen referencyjnych w roku 2018 (Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2018 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2018 r.) https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//567/12305752/12474834/12474835/dokument319334.pdf

			(…) <u>Art. 77 ust. 5, pkt. 25 skreśla się.</u>	
15.	Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy nowelizującej art. 2 pkt 36a) ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy zastąpienia wyrażenia wodór odnawialny – „zielony wodór”.	Wodór jako pierwiastek nie może być odnawialny albo nieodnawialny, jest po prostu wodorem. Proponujemy zatem albo „wodór odnawialny” traktować w cudzysłowie, albo wprowadzić pojęcie „zielonego wodoru”, dla wskazania jego generacji przy użyciu zdecydowanej większości energii ze źródeł odnawialnych.
16.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy nowelizującej dotyczący projektowanego brzmienia art. 9 ust. 1a pkt 1 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się następujące brzmienie art. 9 ust. 1a pkt 1 ustawy o OZE: „1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany: 1) posiadać dokumenty potwierdzające tytuł prawny do: a) obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, lub b) instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania ~~biogazu na potrzeby~~ wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu;”	Zmiana umożliwia powstawanie oddzielnych instalacji zajmujących się wytwarzaniem biometanu bez posiadania obiektów wytwarzających biogaz.

17.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 38ae ust. 1. pkt 1) ustawy o odnawialnych źródłach energii	Konfederacja Lewiatan	Przepis wymaga przeredagowania.	Należy przeredagować zapisy art. 38ae ust. 1. pkt 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może ingerować w zapisy umów kompleksowych, ponieważ nie jest ich stroną. To sprzedawca ewentualnie mógłby przenieść zapisy o klastrze energii do swojej umowy.
18.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 38ae ust. 1. pkt 2) ustawy o odnawialnych źródłach energii	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy następujące brzmienie Art. 38ae ust. 1. pkt 2) ustawy o OZE: „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku: 2) instaluje **w terminie i trybie wynikającym z ustawy Prawo Energetyczne Art. 11t ust 6-9**, każdemu z członków klastra energii, który nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, o którym mowa w art. 3 pkt 64 ustawy - Prawo energetyczne, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych **energii elektrycznej pobranej z sieci oraz energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej.**”	Przepis art. 38ae ust. 1. pkt 2) wymaga doprecyzowania, że rejestracja danych pomiarowych dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci oraz energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej. Ponieważ instalacja licznika zdalnego odczytu w spółdzielni energetycznej następuje w trybie „licznika na życzenie” i jest płatna, dlatego proponujemy taki sam tryb zastosować do klastrów, aby nie powodować różnego traktowania podobnych podmiotów.

19.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 38ae ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Konfederacja Lewiatan	Przepis wymaga dostosowania do obowiązujących zasad zmiany sprzedawcy.	W obecnym ustawodawstwie zmiana sprzedawcy jest możliwa jedynie poprzez zgłoszenie sprzedawcy. Inne podmioty rynku energii nie zgłaszają zmian sprzedawcy. Dodatkowo mając na uwadze wejście w życie od dnia 2 lipca 2024 CSiREE taki koordynator również nie będzie mógł zgłosić zmiany sprzedawcy. Zapisy tego punktu należy dostosować do istniejących dzisiaj zasad zmiany sprzedawcy.

20.	Art. 1 pkt 36 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 39 ustawy o OZE Art. 1 pkt 37 projektu ustawy dotyczący 39a ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się zmiany jak poniżej. W art. 39a ustawy o OZE zmienia się ust. 10 nadając mu następującą treść: „10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „ Analogicznie zmienia się art. 39 – w art. 39 zmienia się ust. 10 nadając mu następującą treść: „10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust.1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust.5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej	Przepis wprowadza możliwość uwzględnienia obniżenia poziomu pomocy inwestycyjnej lub jej zwrotu przy wyliczeniu ceny skorygowanej. Obniżenie poziomu pomocy inwestycyjnej nie jest wcale tak unikalną sprawą. Proponowany przepis w uczciwy sposób „symetryzuje" sytuację w stosunku do sytuacji uzyskania dodatkowej pomocy inwestycyjnej po złożeniu pierwotnej deklaracji o wysokości pomocy inwestycyjnej.

			lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „	
21.	Art. 1 pkt 54 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 70b ustawy o OZE		W art. 70b ust. 10 ustawy o OZE po pkt. 2 proponuje się dodać pkt. 3 w następującym brzmieniu: „3) zmiany rodzaju instalacji z instalacji wytwarzającej energię elektryczną, o której mowa odpowiednio w art. 77 ust.5 pkt. 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10 do instalacji wytwarzającej energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt. 1a, 2a, 3a,4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, albo odwrotnie. Zmiana taka , dotycząca roku, w którym będzie miała zastosowanie, może być dokonana nie później jak do 30 listopada roku poprzedzającego.”	Zmiana ta umożliwia wdrożenie wysokosprawnej kogeneracji i przesyłu ciepła do odbiorcy, który zlokalizował i rozpoczął swoją działalność gospodarczą w pobliżu istniejącej instalacji OZE, a wcześniej go tam nie było. Takie sytuacje występują coraz częściej - małe i średnie firmy stawiają na lokalizacje swoich obiektów w pobliżu źródeł OZE w celu zasilania ich zieloną energią elektryczną i cieplną. Sprzyja temu również rozwój klastrów i spółdzielni energetycznych. Dodatkowo zmiana ta wprowadza dla instalacji, które okresowo będą miały problem ze spełnieniem wymogu wytwarzania energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji, możliwość zadeklarowania instalacji, jako niespełniającej tego wymogu na kolejny rok kalendarzowy. Przepis będzie miał zastosowanie przede wszystkim dla instalacji biogazowych.

22.	Art. 1 pkt 55 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 70e ust. 1 i 2 ustawy o OZE, oraz art. 1 pkt. 58 projektu ustawy nowelizującej w zakresie art. 73ust. 3austawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	w art. 70e ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Stała cena zakupu wynosi odpowiednio : 1**) 100%** ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1, 2) **100%** ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2 – przy czym obliczana jest zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7. 2. Sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70a ust. 1 i 2, lub prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.” Dodatkowo proponuje się następujące brzmienie art. 73 ust 3a:	Liczba biogazowni rolniczych w kraju nie wzrasta wedle dynamiki pozwalającej zrealizować założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku ani Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. PEP stanowi co do „energii z biomasy i biogazu – ich potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego”. Natomiast Krajowy Plan Działania zakładał, że w roku 2019 potencjał energetyczny biogazu będzie wynosił 730 MW (megawatów), zaś produkcja roczna 2 993 GWh (gigawatogodziny). W rzeczywistości obecnie biogazowni rolniczych jest jedynie około 110 MW. Dyskutując tę kwestię, trzeba mieć na względzie, iż: • energia elektryczna jest tylko jedną z wielu korzyści, jakie może dać biogazownia (produkcja lokalnego zielonego ciepła, utylizacja odpadów, redukcja metanu, produkcja doskonałego nawozu); podjęcie decyzji o realizacji projektu jest w dużej ilości przypadków uzasadniania chęcią utylizowania odpadów, z którymi jest problem (korzyści ekonomiczne są na drugim miejscu); • Biogazownie jako instalacje stabilne i tak charakteryzują się relatywnie niskimi kosztami energii elektrycznej (w rachunku całkowitym), gdyż nie potrzebują utrzymywania rezerw (tzw. „wirującej” i „zimnej”), które są bardzo często drogie w utrzymaniu i często nieekologicznie. Biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia zebrane z kilku lat funkcjonowania Ustawy OZE możemy wysunąć następujące wnioski: • system aukcyjny okazał się porażką w przypadku źródeł

			3a. Aukcje dla wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1, przeprowadza się odrębnie, z uwzględnieniem ust. 4, na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 77 ust. 5: 1) pkt 8-10a (w zakresie instalacji powyżej 1 MW) i 14; 2) pkt 15, 18–20; 3) pkt7 i 7a; 4) pkt 16, 17, 21 i 22; 5) pkt 24 i 25.	biogazowych. Mimo wielokrotnych zmian, zmniejszających represyjność związaną z koniecznością dotrzymaniu odpowiedniego wolumenu produkcji energii elektrycznej, system ten nadal postrzegany jest jako najbardziej ryzykowany. Należy pamiętać o tym, iż instalacje biogazu rolniczego pełnią nie tylko funkcję elektrowni, ale stanowią ważne ogniwo w utylizowaniu wszelkiego rodzaju odpadów. Odpadów, które pod względem ilości oraz jakości mogą się zmieniać w perspektywie wielu lat. Biogazownie powinny więc na pierwszym miejscu stawiać obowiązek utylizowania odpadów, a nie wywiązanie się z określonej produkcji energii elektrycznej. W przypadku zmniejszonej ilości biogazu powinny one bez konsekwencji móc zmniejszyć swoją moc. Obecnie tego typu instalacje są zmuszane do utrzymywania rezerw w postaci biomasy roślinnej, która powstaje na gruntach mogących być przeznaczone na inne uprawy, np. żywność lub paszę. Doświadczenia pokazują, iż żadna biogazownia o mocy poniżej 500 kW nie wygra aukcji, gdyż będzie stanowiła 20% wolumenu ofert, które z mocy ustawy zostaną wycięte. Znaczy to, iż cena referencyjna odzwierciedlająca ich koszty i pozwalająca na normalną eksploatację na przestrzeni 15 lat jest po prostu nieosiągalna, bo tego typu instalacje będą musiały być realizowane przez system FIT/FIP nawiązujący do ceny referencyjnej, która zgodnie z decyzją notyfikacyjną powinna odzwierciedlać uśrednione koszty zoptymalizowanej biogazowni wynikającej z LCOE (kosztu wytworzenia energii w danym źródle). Powyższa argumentacja ma także odpowiednie zastosowanie także i do instalacji biogazu składowiskowego czy na oczyszczalniach ścieków. • system Taryf FIP/FIT – cieszy się dużym zainteresowaniem z racji tego, iż daje rolnikom posiadającym biogazownie większą elastyczność, zwłaszcza w sytuacjach nieprzewidywalnych (np. zmniejszenie produkcji zwierzęcej ze względów ekonomicznych lub wskutek ASF). System taryf nie obliguje również Inwestorów do produkcji określonego wolumenu energii elektrycznej. Mogą oni więc pracować z pełną mocą w kogeneracji w okresach zimowych,

				zmniejszając moc w okresach letnich. Umożliwia im również możliwość częściowego lub całkowitego zarzucenia produkcji energii elektrycznej na rzecz biometanu. Niemniej jednak bardzo mały rozwój projektów biogazowych, związany jest z niezrozumiałym systemem rozliczania za wytworzoną energię elektryczną. Prezentowane przez MKiŚ ceny referencyjne stanowiły odzwierciedlenie godziwego wynagrodzenia przy uśrednionej biogazowni, bazującej w ponad 70% na odpadach. Tak skalkulowana cena stanowiłaby bezpieczny przychód w długoletniej perspektywie, zabezpieczając finansowo właściciela instalacji na czasy, gdy wystąpią wysokie nakłady remontowe instalacji wskutek jej starzenia lub innych czynników, które właśnie widzimy obecnie. Obecny wzrost kosztów obsługi zadłużenia (wskutek wzrostu stóp procentowych) jak i ogólny występujący w branży rolnictwa energetycznego (zakup części zapasowych, paliwa, wzrostu wynagrodzeń) jest o tyle dotkliwy, iż znacznie przewyższa wzrost ceny za energię elektryczną o ustawowy wskaźnik CPI. Jest to związane z tym, iż instalacje funkcjonujące w systemie FiT/FiP są zobligowane do odliczenia 5-10% od zoptymalizowanej już ceny referencyjnej. Powoduje to znacznie zawężenie liczby projektów mogących zostać zrealizowane (co widzimy w ilości nowych projektów w rejestrze KOWR). Dodatkowo nawet dla tych już zrealizowanych projektów, wskutek działania czynników, które analizy przy tworzeniu cen referencyjnych nie przewidziały, przyczyniło się to do powstania problemów z znacznym spadkiem rentowności. Biorąc to pod uwagę, jakiekolwiek pomniejszanie przychodów za sprzedaną energię elektryczną stanowi istotne ryzyko wpadnięcia Inwestorów biogazowych w problemy finansowe. W dotychczasowej argumentacji dotyczącej podniesienia wskaźników służących do określenia stałej ceny był podnoszony fakt możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym i zdobycia ceny bliskiej referencyjnej. Niemniej jednak w ostatnim czasie wszelkie argumenty podnoszone w ostatnich latach miały okazje zostać zweryfikowane w

				postaci praktycznie braku zainteresowania inwestorów tego typu systemem. Biorąc pod uwagę powyższe proponujemy: • zwolnienie źródeł OZE mogących uzyskać wsparcie w systemie FiT/FiP z możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym; • podniesie wskaźników używanych do obliczenia cen referencyjnych do 100% (czyli w rzeczywistości wprowadzenia taryfy zgodnej z LCOE, co występuje w większości krajów UE). Poprawka ma na celu uniemożliwienie źródłom mogącym korzystać z systemu FIT/FIP udziału w systemie aukcyjnym, przy jednoczesnym przyjęciu w systemie FIT/FIP cen stałych równych 100 procentom cen referencyjnych.

23.	Art. 1 pkt 55 projektu ustawy nowelizującej w zakresie proponowanego brzmienia art. 70e ust. 2a ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy usunięcie konieczności podwójnego redukowania ceny referencyjnej w przypadku zmodernizowanych instalacji korzystających z mechanizmów FIT/FIP i pozostawienie jedynie redukcji ceny referencyjnej odpowiednim wskaźnikiem w zależności od nakładów poniesionych na modernizację (bez wcześniejszej redukcji tej ceny wskaźnikiem 90 lub 95%). <u>Propozycja brzmienia przepisu art. 70e ust. 2a:</u> „2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70b ust. 16, zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: 1) lit. a – stała cena zakupu obliczana jest zgodnie z ust. 1, 2) lit. b – stała cena zakupu obliczana jako iloczyn ~~wartości obliczonych zgodnie z ust. 1~~ **odpowiedniej ceny referencyjnej określonej zgodnie z art. 77 ust. 5** i współczynnika, o którym mowa w art. 77 ust. 5a.”;	Przy przyjętej podwójnej redukcji ceny referencyjnej (redukcja 90 lub 95%, a następnie współczynnik zależny od nakładów na modernizację) inwestycje w modernizację małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego.

24.	Nowy punkt w art. 1 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 70e ustawy o OZE		W art. 70e ustawy o OZE po ust. 3b proponuje się dodać ust. 4 w brzmieniu: „4. W sytuacji dokonania przez wytwórcę zmiany deklaracji w zakresie, o którym mowa w art. 70b ust. 10 pkt 2: 1) do wyliczenia stałej ceny, o której mowa w ust. 1, stosuje się właściwą cenę referencyjną obowiązującą na dzień zmiany deklaracji, 2) stała cena wyliczona w sposób określony w pkt.1 ma zastosowanie do ustalenia poziomu wsparcia od początku miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca na podstawie zmienionej deklaracji otrzymał zmienione zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8,”	W systemie FIP/FIT niezbędne jest wprowadzenie przepisów jednoznacznie wyjaśniających skutek dla poziomu ceny skorygowanej, ewentualnej zmiany mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE w trybie art. 70b ust. 10 pkt 2. Proponowany przepis jednoznacznie potwierdza konieczność przeliczenia ceny skorygowanej do przodu oraz określa moment, od kiedy nowa cena skorygowana będzie miała zastosowanie. Na konieczność wprowadzenia takiego przepisu wskazywało URE na spotkaniu z branżą biogazową w 2020 r.

25.	Art. 1 pkt 56 projektu ustawy nowelizującej w dotyczący art. 70f ust. 4 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy wprowadzenie odrębnych okresów wsparcia dla zmodernizowanych małych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%. <u>Propozycja brzmienia art. 70f ust. 4 ustawy o OZE:</u> „4. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży w tej instalacji energii elektrycznej objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r. przy czym, w przypadku instalacji zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: 1) lit. a, wynosi, licząc od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji: - 5 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, - 6 lat – w przypadku poniesienia	Przy przyjętej, jednakowej dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE redukcji okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych o mocy do 1 MW (w systemie FIT/FIP) korekta okresu wsparcia powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne, nieco dłuższe okresy wsparcia dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%.

			kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej**, - 7 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej**; **- 8 lat - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej,** **- 10 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej;** 2) lit. b, wynosi 15 kolejnych lat.”;	

26.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 70g ust. 1 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy dodać możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji. <u>Propozycja brzmienia art. 70g ust. 1 ustawy o OZE</u>: „Art. 70g. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo 5) hydroenergię, albo 6) biomasę – po upływie dla tej instalacji okresu, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art.	Dodanie opcji dającej możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji może być przydatna szczególnie w przypadku tzw. małych modernizacji, czyli tych, gdzie czas wsparcia wynosi mniej niż 15 lat.

			48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 **lub 70f ust. 4** lub art. 77 ust. 1, może dokonać wybranemu podmiotowi sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna. Przepis art. 83b stosuje się odpowiednio, z uwzględnieniem art. 70i.”	
27.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 70h ust. 4 pkt 1 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy dostosować odpowiednio również przepis art. 70h ust. 4 pkt 1. <u>Propozycja brzmienia art. 70h ust. 4 pkt 1 ustawy o OZE:</u> „4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca dołącza: 1) oświadczenie o dniu, kiedy dla tej instalacji upłynął albo upłynie okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub 48 ust. 5 lub 70f ust. 1 lub 70f ust. 3 **lub 70f ust. 4** lub 77 ust. 1, oraz (…)”	W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy odpowiednio dostosować przepis 70h ust. 4 pkt 1.

28.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 70j ust. 1 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy usunięcie współczynnika korygującego cenę referencyjną w systemie FIP we wsparciu operacyjnym (90%) i wprowadzenie zasady, że cena stała w tym przypadku jest równa cenie referencyjnej. <u>Propozycja brzmienia art. 70j ust. 1 ustawy o OZE:</u> „Art. 70j. 1. Stała cena zakupu **jest równa cenie** referencyjnej, o której mowa w art. 83g ust. 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70h ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1.”	Wprowadzanie współczynnika korekcyjnego miało sens w przypadku możliwości korzystania przez wytwórców z dwóch równolegle istniejących mechanizmów wsparcia (czyli aukcji i systemu FIT/FIP), w których funkcjonuje ta sama cena referencyjna. Taka sytuacja może zachęcać wytwórców do korzystania z systemu bardziej konkurencyjnego, czyli aukcyjnego, w którym mogą oni starać się uzyskać cenę wyższą niż 90% ceny referencyjnej. Natomiast w przypadku wsparcia operacyjnego, w którym dla instalacji o mocy do 1 MW nie przewidziano możliwości udziału w systemie aukcyjnym, a jedynie w systemie FIP, a cena referencyjna, o której mowa w art. 83g ust. 1, jest ceną ustalaną wyłącznie na potrzeby wsparcia w systemie FIP, wprowadzanie redukcji jakimkolwiek wskaźnikiem jest nielogiczne. Cena referencyjna określona w art. 83g ust. 1 powinna być ceną odzwierciedlającą wysokość kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji i powinna być stosowana wprost. Wprowadzanie dodatkowej redukcji tak wyznaczonej ceny jest niczym nieuzasadnione.

29.	Art. 1 pkt 59 lit. b projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy usunięcie warunku przyrostu mocy zainstalowanej lub wzrostu ilości produkowanej energii w przepisie dotyczącym modernizacji. <u>Propozycja brzmienia art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy o OZE:</u> „2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły: a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”	Modernizacja instalacji to de facto w całości nowa moc OZE, która przy braku modernizacji zostałaby wyłączona z KSE. Warunek zwiększenia mocy lub ilości wytwarzanej energii jest więc niekonieczny z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie wytwarzania energii z OZE, a z pewnością uniemożliwi realizację wielu modernizacji. Np. w przypadku elektrowni wodnych moc instalacji zależy od wielkości przepływu wody oraz wysokości spadku, których nie da się zmienić poprzez modernizację, gdyż są to parametry wynikające z warunków naturalnych. Ponadto, w przypadku wielu instalacji modernizacja polega na urealnieniu faktycznego wykorzystania energii odnawialnej poprzez zmniejszenie dotychczasowej mocy, np. w elektrowniach wodnych w sytuacji pogorszenia warunków hydrologicznych (susze, powodujące spadek poziomu wody) lub wypełnianie nowych warunków związanych z ochroną środowiska (budowa przepławki dla ryb, zwiększenie przepływu nienaruszalnego). Podobnie sprawa ma się w przypadku instalacji biogazowych, gdzie celem dalszego podtrzymania jej pracy, po podstawowym okresie wsparcia nie jest tylko produkcja energii elektrycznej, lecz przede wszystkim zmniejszenie oddziaływania na środowisko źródła biogazu (np. wysypisko śmieci, odpady rolnicze). Nie właściwe byłoby więc wymuszanie np. na gospodarstwach rolnych zwiększanie mocy instalacji, w sytuacji, gdy została ona wcześniej dopasowana pod indywidualne warunki Inwestora.
30.	Art. 1 pkt 59 lit. e projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się przywrócenie pierwotnej treści art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy o OZE	Należy przywrócić możliwość modernizacji instalacji spalania wielopaliwowego, w wyniku której powstanie dedykowana instalacja spalania biomasy lub dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego, co ma duże znaczenie w kontekście dekarbonizacji energetyki.

31.	Art. 1 pkt 61 projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 77 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy dodanie brakujących przepisów skracających okres wsparcia w przypadku instalacji zmodernizowanych uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. <u>W związku z powyższym proponujemy dodanie w art. 77 po ust. 2 ustępu 2a w następującym brzmieniu:</u> **„2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, wynosi:** **1) 5 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych**	W nowelizacji ustawy zabrakło wskazania skróconych okresów wsparcia dla zmodernizowanych instalacji uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, pomimo, że art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a przewiduje możliwość przeprowadzenia takiej modernizacji dla uczestników aukcji. Zaproponowany zapis przewiduje w tym zakresie analogiczne skrócenie czasu wsparcia jak w systemie FIT/FIP.

			niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **2) 6 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,** **3) 7 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji** **– nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r.";**	

32.	Art. 1 pkt 61 lit. c projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 77 ust. 5a ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy wprowadzenie odrębnych współczynników korygujących dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%. <u>W związku z powyższym proponujemy następujące brzmienie art. 77 ust. 5a ustawy o OZE:</u> „5a. W przypadku instalacji, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3, stosuje się ceny referencyjne określone zgodnie z ust. 5, przy czym, w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b: **a) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW wykorzystujących hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości:** **1) 0,78 – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;** **2) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów**	Przy przyjętych, jednakowych dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE, wskaźnikach redukcji ceny referencyjnej dla zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych korekta ceny powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne współczynniki korekcyjne dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%.

			kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; **3) 0,90 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;** **4) 0,95 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;** **5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%, kosztów** **b) innych niż wymienione w art. 77 ust. 5a lit. a ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości:** 1) 0,68 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 2) 0,76 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów	

			kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 3) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 4) 0,92 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%, kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”	

33.	Nowy punkt w art. 1 projektu ustawy nowelizującej odnoszący się do art. 81 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się umożliwienie Urzędowi Regulacji Energetyki odstąpienie od „karania" inwestora OZE wykluczeniem z systemu wsparcia: Aukcje / Taryfa FIP/TIT, jeśli opóźnienie w pierwszej sprzedaży rozliczanej w ramach systemu wsparcia wynikało niedotrzymania przez OSD lub OSP terminów wynikających z zawartych umów przyłączeniowych. W związku z powyższym proponuje się dodanie w art. 81 ustawy o OZE ust. 10b w brzmieniu: „10b. W przypadku, gdy umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii nie została lub nie zostanie zrealizowana w terminie określonym w tej umowie w zakresie odpowiedzialności Operatora Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego, to termin wynikający odpowiednio z art.70b ust.4 pkt.1 lit.d, art. 70ba ust. 1, art.79 ust.3 pkt.8 lit.a albo art. 79a ust. 1 ulega wydłużeniu co najmniej o czas uwzględniający termin realizacji obowiązków przez Operatora, o których informuje wytwórca Urząd Regulacji Energetyki."	Jeżeli Operator Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego nie zdąży przyłączyć do sieci energetycznej instalacji OZE, która wygrała aukcję w terminie określonym w umowie przyłączeniowej z powodu opóźnień będących po stronie OSD, obecnie jedynym podmiotem będącym obciążonym skutkiem takiego stanu rzeczy jest instalacja OZE przez decyzję Urzędu Regulacji Energetyki poprzez wykluczenie wykluczeniem z systemu wsparcia: (Aukcje / Taryfa FIP/TIT) np. na 3 lata jako skutek określony w Ustawie OZE art. 83 ust. 3c). Operatorzy mają obowiązki realizacji podpisanych umów przyłączeniowych, a w przypadku przesunięcia się momentu realizacji obowiązków przez OSD/OSP to inwestor powinien nie ponosić konsekwencji nie mając winy w tym. Zmiana wprowadza symetrie w traktowaniu uczestników procesu inwestycyjnego i procesów oceny systemu wsparcia (np. aukcje).

34.	Nowy punkt w art. 1 projektu ustawy nowelizującej dotyczący zmiany brzmienia art. 82 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. <u>W związku z powyższym proponujemy następujące brzmienie art. 82 ust. 1 ustawy o OZE:</u> W art. 82 przed ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: **„1a. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72, którego oferta wygrała aukcję może dokonywać sprzedaży energii elektrycznej w drodze aukcji:** **1) sprzedawcy zobowiązanemu, albo** **2) wybranemu podmiotowi.** Wprowadzenie do wyliczenia w ust. 1 otrzymuje brzmienie: 1. **W przypadku wyboru formy sprzedaży, o której mowa w ust. 1a pkt 1** wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o	Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

			którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1, w terminie miesiąca, a w przypadku, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3, w terminie 6 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, zawiera z właściwym sprzedawcą zobowiązanym umowę sprzedaży, która zawiera w szczególności: (…)”	
35.	art. 1 pkt 65 projektu ustawy nowelizującej w zakresie dotyczącym art. 83g ust. 4 pkt 21, art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 1 lit a tiret trzecie litera b i d, oraz w art. 83k ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	W art. 83g ust. 4 pkt 21, oraz w art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 1 lit a tiret trzecie litera b i d oświadczenia, oraz w art. 83k należy uzupełnić treść tych przepisów o technologię "instalacji spalania wielopaliwowego".	W polskim systemie wciąż funkcjonują instalacje spalania wielopaliwowego, które generują relatywnie duże ilości energii elektrycznej z OZE, cechującej się bardzo dużą stabilnością produkcji, a także ciepła z OZE w kogeneracji, które jest bardzo pożądane w celu spełnienia obowiązku zwiększania udziału ciepła z OZE w systemach ciepłowniczych. Postulujemy dopuszczenie do udziału w aukcjach na wsparcie operacyjne tego typu instalacji. Część ISW, które zakończyły już swój 15 letni okres wsparcia i obecnie nie spalają biomasy mogłoby przywrócić jej spalanie zapewniając dodatkową ilość energii elektrycznej i ciepła z OZE bez ponoszenia nakładów inwestycyjnych. Należy zauważyć, że po wejściu w życie nowelizacji ustawy o OZE, procedowanej przy okazji nowelizacji ustawy o biokomponentach, nie będzie możliwości spalania w ISW niezrównoważonej biomasy. Nie występuje także ryzyko otrzymania nadwsparcia przez przedsiębiorstwa eksploatujące ISW ponieważ są to instalacje zamortyzowane, a aukcje na wsparcie operacyjne mają z założenia pokrywać wyłącznie różnicę w kosztach zakupu biomasy droższej od paliw kopalnych, a aukcje będą organizowane co roku po wykonaniu przez ministerstwo analizy kosztów ich funkcjonowania.

36.	art. 1 pkt 65 projektu ustawy nowelizującej w zakresie dotyczącym art. 83j ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się usunięcie art. 83j w całości.	Wydaje się, że wykluczenie na 3 lata istniejącej, zamortyzowanej, instalacji OZE z kręgu podmiotów mogących brać udział w aukcjach na wsparcie operacyjne jest sankcją mogącą doprowadzić do likwidacji takiej instalacji, w obliczu perspektywy prowadzenia jej eksploatacji ze stratą w okresie 3 lat, co stoi w jawnej sprzeczności z celem systemu wsparcia operacyjnego. Traktowanie tego typu aukcji w analogiczny sposób, jak aukcji OZE dla instalacji nowych lub zmodernizowanych, wydaje się być niewłaściwe i ze szkodą dla skuteczności tego systemu.

37.	Art. 1 pkt 70 projektu ustawy nowelizującej w zakresie proponowanego brzmienia art. 92 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. <u>Propozycja brzmienia przepisu art. 92 ust. 5 i 11:</u> W art. 92: a) w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: 5. Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2 w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, a także wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 **lub w art. 82 ust. 1a pkt 2**, który: b) ust. 11 otrzymuje brzmienie: 11. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wprowadzonej do sieci, którą jest obowiązany: 1) zakupić sprzedawca zobowiązany, w	Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

			przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, z wyjątkiem wytwórcy wymienionego w art. 70b ust. 9 pkt 2 **oraz w art. 82 ust. 1a pkt 2,** 2) rozliczyć z operatorem rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW **lub w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2** lub w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 lub w art. 70g lub w art. 83b ust. 1**,**	

38.	Art. 1 pkt 71 projektu ustawy nowelizującej w zakresie proponowanego brzmienia art. 93 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. <u>W związku z powyższym proponuje się następujące brzmienie art. 93 ust. 2, 9 i 12 ustawy o OZE:</u> W art. 93: a) w ust. 2 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „2. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW **oraz wytwórca, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2**, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 oraz wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g i art. 83b ust. 1, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym odpowiednio w art. 70f, art. 70j ust. 3 i w roku, którego dotyczą przepisy wykonawcze wydane	Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

			na podstawie art. 83g ust. 1, jest obowiązany do: b) w ust. 9 i w ust. 12 po wyrazach „lub art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „lub art. 70g lub **art. 82 ust. 1a pkt 2** lub w art. 83b ust. 1”;	

39.	Art. 1 pkt 74 projektu dotyczący zmiany art. 116 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się nadać następujące brzmienie art. 116 ust. 1 ustawy o OZE: „1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci źródłach ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii, w tym instalacjami termicznego przekształcania odpadów**, pod warunkiem spełnienia parametrów jakościowych i technicznych dla ciepła wprowadzanego do sieci ciepłowniczej** w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.”	Aktualne brzmienie nowelizacji można naszym zdaniem rozumieć w taki sposób, że obowiązkowemu zakupowi będzie podlegać ciepło nawet jeżeli nie będzie ciepłem spełniającym parametry ciepła sieciowego, co stanowi istotne ryzyko dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dlatego proponujemy zmianę wskazanego przepisu, która będzie uwzględniać obowiązek dochowania warunków jakościowych i technicznych. Ponadto zgłaszamy wątpliwość związaną z zachowaniem przez przedsiębiorstwa ciepłownicze właściwych parametrów ciepła: (i) Aktualne brzmienie nowelizacji można naszym zdaniem rozumieć w taki sposób, że obowiązkowemu zakupowi będzie podlegać ciepło nawet jeżeli nie będzie ciepłem spełniającym parametry ciepła sieciowego, co stanowi istotne ryzyko dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. (ii) W znowelizowanych przepisie mowa o „przyłączeniu do sieci”, w naszym rozumieniu, na kierunku „zasilanie”, co rodzi pytanie o możliwość zachowania parametrów (temperatury) ciepła u odbiorców. Innymi słowy, nie jest zrozumiałe, w jaki sposób przedsiębiorcy mieliby zapewnić parametry ciepła (temperatury) w przypadku „wpięć” „niskotemperaturowych” źródeł OZE do sieci (na zasilaniu). Ponadto zgłaszamy wątpliwości odnośnie zastosowania obowiązku zakupu ciepła w efektywnym systemie ciepłowniczym: tj. na obecnym etapie prac nie jest jasne to, czy jeśli przedsiębiorstwo energetyczne posiada system efektywny, który zabezpiecza 100% zapotrzebowania na ciepło u odbiorców, to czy takie przedsiębiorstwo w dalszym ciągu będzie zobowiązane przyłączyć do swojej sieci źródła opisane w art. 116 i oddać mu cześć / całość rynku, stając się być może tylko dystrybutorem. W naszej ocenie ustawodawca powinien bardziej precyzyjnie odnieść się do sytuacji systemów efektywnych.

40.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy nowelizującej w zakresie art. 121 ust. 1 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się wykreślić wyłączenie mikroinstalacji z możliwości starania się o gwarancje pochodzenia. <u>Proponowane brzmienie art. 121 ust. 1 ustawy o OZE:</u> „1. Gwarancję pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy bądź jego pełnomocnika dla wytwarzania z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej lub biometanu lub ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego wytworzonych, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia”.	Gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji dwutlenku węgla oraz, że określona w tych dokumentach odpowiednio ilość energii elektrycznej, biometanu, wodoru odnawialnego albo ciepła lub chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach OZE i została wprowadzona odpowiednio do sieci elektroenergetycznej. W przypadku mikroinstalacji wyłączenie tego typu instalacji z prawa pozyskania byłoby działaniem dyskryminującym, zwłaszcza że mikroinstalacja może mieć mieć nawet do 50 kW mocy elektrycznej. Wytwórcy niezależnie od rozmiaru instalacji powinni mieć możliwość występowania o gwarancje pochodzenia, żeby wykazać swoje starania w ochronę środowiska i zmniejszania swojego śladu środowiskowego. Rejestr Gwarancji Pochodzenia jest narzędziem cyfrowym, więc zasadnym byłoby rozszerzenie możliwości rejestracji wniosku dla więcej niż 1 źródła wytwórczego przez jeden podmiot jako pełnomocnika, co będzie jednocześnie rozwiązaniem, aby ograniczyć konieczną biurokrację dla wydawania decyzji.

41.	Art. 1 pkt. 81 projektu ustawy nowelizującej; dodanie nowej litery dotyczącej art. 124 ust. 8 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	W przypadku starania się mikroinstalacji o wydanie gwarancji pochodzenia opłaty za funkcjonowanie Rejestru Gwarancji Pochodzenia może ponosić bezpośrednio wytwórca z mikroinstalacji lub sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a lub reprezentant prosumenta. <u>Proponowane brzmienie art. 124 ust. 8 ustawy o OZE:</u> „8. Wpis do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w ust. 1, oraz zmiany dokonane w tym rejestrze podlegają opłacie w wysokości odzwierciedlającej koszty prowadzenia tego rejestru, za wyjątkiem mikroinstalacji”	Mikroinstalacje jako najmniejszej wielkości instalacji odnawialnego źródła energii będąc dopuszczona do możliwości pozyskania gwarancji pochodzenia ze względu na ilość gwarancji pochodzenia jaką może uzyskać w roku oraz w wyniku naprawdę niewielkie korzyści ze sprzedaży swoich gwarancji pochodzenia powinna być zwolniona z ponoszenia opłat za wpis do rejestru gwarancji pochodzenia i za dokonywanie zmian w rejestrze.
42.	Art. 1 pkt. 91 lit. g projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 168 pkt 15 ustawy o OZE, art. 1 pkt. 92 lit b projektu ustawy nowelizującej dotyczący art. 170 ust. 6 ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się przywrócenie pierwotnej treści art. 168 pkt 15 i art. 170 ust. 6 ustawy o OZE	W naszej ocenie nałożenie kary za niewytworzenie energii elektrycznej z OZE w ilości min. 85% wolumenu określonego w ofercie jest w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne działaniem nadmiarowym. Wystarczającą karą dla wytwórcy jest brak wsparcia w przypadku braku produkcji. System wsparcia operacyjnego ma z założenia umożliwić zamortyzowanym instalacjom OZE dalsze wytwarzanie energii elektrycznej z OZE w przypadku, gdy koszty zakupu biomasy, wyższe od kosztów zakupu paliw kopalnych, czynią spalanie biomasy działalnością nieopłacalną. Traktowanie tego typu aukcji w analogiczny sposób, jak aukcji OZE dla instalacji nowych lub zmodernizowanych, wydaje się być niewłaściwe i ze szkodą dla skuteczności tego systemu.

43.	Art. 1 pkt 94 ustawy nowelizującej w zakresie art. 184k. ust. 1. pkt 3), Art. 184k. ust. 2. Pkt 3) ustawy o OZE	Konfederacja Lewiatan	Konieczność doprecyzowania zapisów o zdolnościach magazynowania.	Zdolność magazynowania w wymiarze mocy jest zapisem nietypowym, gdyż magazynuje się energię, a nie moc. Nie do końca jasna jest intencja Ustawodawcy w tym zapisie.
44.	Art. 4 pkt 1 projektu w zakresie zmiany w art. 3 ust. 3a ustawy Prawo energetyczne	Konfederacja Lewiatan	definicja paliw gazowych w kontekście gazu z odmetanowania kopalń	Mamy wątpliwość, czy obecna definicja paliw gazowych zawiera również gaz z odmetanowania kopalń. W naszej ocenie przy okazji zmian w definicji paliw gazowych wartościowe będzie rozważenie tego problemu, z uwagi na brzmienie definicji sieci gazowej zawartej w rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie - §2 pkt 27) ww. rozporządzenia stanowi, że: sieć gazowa - obiekty sieci gazowej połączone i współpracujące ze sobą, służące do transportu gazu ziemnego.
45.	Art. 4 pkt 1 projektu w zakresie dodania w art. 3 ust. 20i w Ustawie Prawo energetyczne	Konfederacja Lewiatan	definicja ciepła i chłodu odpadowego	W naszej ocenie definicja ciepła odpadowego i chłodu odpadowego jest dość nieprecyzyjna, co może budzić liczne wątpliwości, np. związane z parametrami takiego ciepła i ich wpływem na pracę sieci, czy też związane z kwalifikacją ciepła produkowanego z metanu z odmetanowania kopalń jako ciepła odpadowego. W naszej ocenie ciepło produkowane z metanu z odmetanowania kopalń powinno być traktowane jako ciepło odpadowe i w celu uniknięcia wątpliwości powinno znaleźć bardziej bezpośrednie odzwierciedlenie w projektowanej definicji. Przepisy prawne powinny maksymalizować rozwój i wykorzystanie ciepła odpadowego.
46.	Art. 4 pkt. 2 lit. b) projektu ustawy nowelizującej (dot. art. 5 ust. 2c Prawa Energetycznego)	Konfederacja Lewiatan	Należy zastanowić się, czy zgodnie z proponowanymi zapisami istnieć będzie możliwość zawierania umów z dostawcami zagranicznymi.	Wydaje się, że zgodnie z proponowanym brzmieniem przepisu nie ma możliwości zawarcia umowy z dostawcą nie przyłączonym do KSE, co oznacza potencjalne ograniczenie dostawców zagranicznych.

47.	Proponowany nowy punkt w art. 4 ustawy nowelizującej dotyczący zmiany art. 7a Prawa Energetycznego	Konfederacja Lewiatan	W art. 7a Prawa energetycznego dopisuje 3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku: 1) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego; 2) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 3) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz niespełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego	Obecne przepisy regulujące kwestie gazociągów bezpośrednich nie są adekwatne do oczekiwań rynkowych, zwłaszcza sektora biogazowego. Aktualna wysoka cena ciepła spowodowana wysokimi cenami paliw kopalnych powoduje, iż instalacje biogazowe coraz częściej oferują sprzedaż biogazu w formie pierwotnej (bez uzdatniania), który jest wykorzystywany do produkcji ciepła np. w budynkach inwentarskich, szklarniach. Dodatkowo zauważalna jest również sytuacja sprzedaży nadwyżek biogazu wytworzonej w instalacji do podmiotów, którzy wykorzystują paliwo do wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji w ramach systemu FiT/FiP. Wszystkie jednak te działania póki co nie są uregulowane prawnie. Większość inwestorów w toku realizacji opiera się na przepisach jak w przypadku przyłączy. Nie są to jednak przepisy adekwatne to wyżej wymienionej sytuacji. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 02 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz. U. z 2014 r., poz. 1059), przyłącza gazowe są definiowane jako: „odcinek sieci od gazociągu zasilającego armatury odcinającej służący do przyłączenia do sieci gazowej urządzeń lub instalacji podmiotu przyłączanego”. Projekty biogazowe realizowane są często za pośrednictwem spółek celowych, które są oddzielną osobowością prawną w stosunku do podmiotów, który są głównym dostawcą substratu (np. gospodarstwo rolne zajmujące się produkcją zwierzęcą). Niemniej jednak bardzo często występują ścisłe powiązania właścicielskie pomiędzy tymi działalnościami, a prowadzenie dwóch odrębnych podmiotów jest często związane z chęcią zachowania przejrzystości w rachunkach księgowych lub po prostu niemożnością prowadzenia działalności wytwórczej w ramach gospodarstwa rolnego. Niemniej jednak należy zauważyć, iż mimo takiego podziału prawnego, pomiędzy podmiotami zachodzi

				wykorzystanie części energii elektrycznej wytworzonej w ramach biogazowni. Trend ten będzie się nasilał wraz ze wzrostem końcowej ceny dla odbiorcy końcowego (ze wszystkimi opłatami dystrybucyjnymi, mocowymi itp.). Należy również pamiętać, iż jest to zgodne z zamierzeniem ustawodawcy, który w taryfach gwarantowanych premiuje wprost energię niezużytą. Proponuje się więc uregulowanie kwestii gazociągu bezpośredniego oraz linii energetycznych bezpośrednich w sposób jak najbardziej transparenty, a jednocześnie łatwy dla Inwestora. Wszelkie działania odwrotne nie przyczynią się wcale do zaniechania realizacji powyższych działań, ale wprost odwrotnie, będą konsekwentnie coraz częściej wykonywane z pominięciem obecnych, skomplikowanych regulacji.

48.	Art. 4 pkt. 6 projektu ustawy nowelizującej w zakresie zmiany art. 7b ust. 3f Ustawy Prawo energetyczne	Konfederacja Lewiatan	3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej w szczególności węzła cieplnego lub przyłącza **oraz kosztami związanymi z ustanowieniem, zachowaniem, wykonywaniem i zniesieniem tytułu prawnego, w szczególności służebności przesyłu, niezbędnego do uprzedniego umieszczenia likwidowanych elementów sieci ciepłowniczej w obrębie nieruchomości objętej tym tytułem prawnym**, jeżeli ich utrzymywanie może prowadzić do znaczącego pogorszenia warunków technicznych i charakterystyki funkcjonowania systemu ciepłowniczego, w tym w szczególności związanych z hydrauliką sieci lub do wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych przyłączonych do tego systemu.	W projektowanym przepisie mowa jest o tym, że *przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej,* natomiast mamy uzasadnione wątpliwości, czy wskazany zakres obejmuje również projektowany i budowany cały nowy odcinek sieci ciepłowniczej. Duże przyłączenia obejmują bowiem często również budowę całych nowych odcinków sieci ciepłowniczej, gdzie przyłącze stanowi jedynie niewielki element sieci ciepłowniczej. W aktualnym brzmieniu projektowany przepis nie obejmuje swoim zakresem innych istotnych kosztów, w tym przede wszystkim kosztów ustanowienia służebności przesyłu i innych praw obligacyjnych. Dlatego postulujemy rozszerzenie katalogu kosztów o koszty związane z ustanowieniem tytułu prawnego.

49.	Art. 4 pkt. 6 projektu ustawy nowelizującej (dot. zmiany art. 7b ust. 3g Ustawy Prawo energetyczne)	Konfederacja Lewiatan	Przepis wymaga doprecyzowania.	Zgodnie z projektowanym przepisem: *jeżeli odbiorca zaprzestaje zakupu ciepła przed upływem okresu niezbędnego do zachowania ekonomicznych warunków przyłączenia, obowiązany jest do zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia (…).* Przytoczone sformułowanie nie obejmuje swoim zakresem innych istotnych kosztów, w tym kosztów ustanowienia służebności przesyłu i innych praw obligacyjnych. Ponadto, mamy wątpliwość, czy pod pojęciem „nakłady" należy rozumieć koszty opisane w ustępie poprzedzającym.
50.	Art. 4 pkt. 8 projektu ustawy nowelizującej (dot. art. 10d ust. 3 ustawy Prawo energetyczne)	Konfederacja Lewiatan	Przepis wymaga doprecyzowania.	W projektowanym przepisie brak jest narzucenia obowiązku współpracy operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych ciepła. Brak obowiązku współpracy może spowodować brak sporządzenia oceny przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
51.	Art. 4 pkt. 8 projektu ustawy nowelizującej (dotyczy art. 10d ust 4 ustawy Prawo energetyczne)	Konfederacja Lewiatan	Przepis wymaga doprecyzowania.	Wymaga doprecyzowania na jaki okres ma się sporządzać taką ocenę (zapis mówiący o tym że ocena ma być wykonywana przez OSD co 4 lata nie precyzuje jednak okresu którego ocena ma dotyczyć). Zwracamy również uwagę, że zgodnie z proponowanym brzmieniem przepisu pierwszy raz OSD ma przedstawić Prezesowi URE stosowną ocenę do dnia 31.12.2023, podczas gdy w przepisach art. 10d ust. 4 jest mowa o terminie do 30.06.
52.	Art. 4 pkt. 13 projektu ustawy nowelizującej (dot. zmiany art. 47 Ustawy Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 1c)	Konfederacja Lewiatan	Przepis wymaga doprecyzowania.	Mamy istotną wątpliwość, czy obowiązek zwolnienia z taryfowania ma dotyczyć wyłącznie źródeł OZE i ITPOK, czy też wszystkich źródeł ciepła o mocy cieplnej zainstalowanej poniżej 5MW, niezależnie od rodzaju paliw, jakimi są opalane (spełniających warunek, że cena ciepła niższa od ceny referencyjnej).

53.	Nowy art. w projekcie ustawy nowelizującej dodany po art. 6	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy dodanie przepisów likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie Prawo wodne. <u>Propozycja przepisów</u>: Art. 6a. W ustawie z dnia 20 lipca 2017 – Prawo wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566 z późn. zm.): 1) w art. 265 dodaje się ust. 7a, 17 i 18 w brzmieniu: „**7a. W przypadku, o którym mowa w ust. 7 pkt 3 okres dzierżawy nieruchomości na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną jest równy okresowi na jaki wydano pozwolenie wodnoprawne.** **17. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość opłat rocznych za oddanie w dzierżawę nieruchomości niebędących mieniem, o którym mowa w art. 261 ust. 1, których oddanie w dzierżawę nastąpiło w drodze bezprzetargowej na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną.** **18. W przypadku poniesienia przez podmiot biorący w dzierżawę, o której mowa w ust. 17 nakładów inwestycyjnych związanych z poprawą stanu technicznego oddawanej w dzierżawę nieruchomości, zwalnia się ten**	W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne. Zaproponowane zmiany w ustawie Prawo wodne mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych w połączeniu z jednoznacznymi terminami wydawania decyzji przez właściwe organy. Uzasadnienie do pkt 1: Od wielu lat za jedną z głównych przyczyn bardzo niskiego poziomu zagospodarowania istniejących piętrzeń, a tym samym niewielkiego stopnia wykorzystania potencjału energetycznego polskich rzek, uznaje się brak skutecznych regulacji w zakresie udostępniania inwestorom obiektów piętrzących. Prawo wodne reguluje zasady udostępniania państwowych obiektów hydrotechnicznych, w tym obiektów piętrzących wodę niezbędnych m.in. do funkcjonowania elektrowni wodnych. Obiekty są udostępniane w drodze przetargów lub w określonych przypadkach bezprzetargowo. PGW Wody Polskie są jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne (pozwolenie wodnoprawne), jak i podmiotem gospodarującym urządzeniami wodnymi (budowlami piętrzącymi) należącymi do Skarbu Państwa. Pomimo zwolnienia z procedury przetargowej w przypadku dysponowania pozwoleniem wodnoprawnym przez przedsiębiorcę, proces zawierania umowy dotyczącej dzierżawy obiektu piętrzącego z administratorem obiektu, czyli PGW Wody Polskie jest długotrwały i niepewny. Oznacza to, że inwestor, pomimo uzyskania stosownego pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystania z wody na cele

			podmiot z opłat za oddanie w dzierżawę do czasu zwrotu tych nakładów inwestycyjnych.” 2) art. 400 ust. 1 nadać brzmienie: **„**1. Pozwolenie wodnoprawne **wydaje się w terminie 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego,** w drodze decyzji na czas określony, nie dłuższy niż 30 lat, liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.” 3) w art. 414 ustawy Prawo wodne ust. 2-10 otrzymują brzmienie: „2. Pozwolenia wodnoprawne, o których mowa w art. 389 pkt 1–3, nie wygasają, jeżeli zakład w terminie 90 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1**, złoży wniosek określający dla których usług wodnych lub których rodzajów szczególnego korzystania z wód pozwolenie ma być przedłużone;** **Ust. 3.uchyla się** 4. Jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 2, jest niekompletny, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych wzywa do jego uzupełnienia w terminie 14 dni. 5. W przypadku braku uzupełnienia, o	hydroenergetyczne może mieć problem z zawarciem umowy na korzystanie z urządzeń, pomimo, że umowę zawiera z tym samym podmiotem, który wydał pozwolenie. Ponadto nie określono maksymalnych stawek opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo, co sprawia, że mogą być one dowolnie i uznaniowo wyznaczane przez PGW Wody Polskie. Tymczasem w przypadku wszystkich innych opłat określanych w Prawie wodnym przewidziano maksymalne lub jednostkowe ich stawki. PGW Wody Polskie będąc jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne, podmiotem zarządzającym mieniem w postaci obiektów piętrzących oraz inwestorem w energetykę wodną stoją w pozycji bardzo uprzywilejowanej względem pozostałych inwestorów w branży i mogą wykorzystywać swoją przewagę np. blokując dostęp do wybranych obiektów piętrzących innym inwestorom. Zaproponowana zmiana obejmuje: 1. Wprowadzenie do ustawy Prawo wodne zasady, że uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystanie z wód do celów hydroenergetycznych zobowiązuje PGW Wody Polskie do podpisania z podmiotem dysponującym takim pozwoleniem umowy na użytkowanie piętrzenia na okres obowiązywania pozwolenia. 2. Uzupełnienie przepisów ustawy Prawo wodne o delegację ustawową do wydania rozporządzenia określającego stawki opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo. 3. Dodanie przepisu, zgodnie z którym w przypadku poniesienia przez inwestora nakładów finansowych związanych z poprawą

			którym mowa w ust. 4, w wyznaczonym terminie, wniosek, o którym mowa w ust. 2, pozostawia się bez rozpatrzenia. 6. W razie stwierdzenia, **że zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1,** organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych, w drodze decyzji, odmawia przedłużenia okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1. 7. **W razie stwierdzenia, że nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1**, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych ustala, w drodze decyzji, kolejny okres obowiązywania pozwolenia wodnoprawnego, nie dłuższy niż 20 lat, a w przypadku pozwolenia wodnoprawnego na: 1) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi – na okres nie dłuższy niż 10 lat, 2) wprowadzanie ścieków przemysłowych zawierających substancje szczególnie szkodliwe do urządzeń kanalizacyjnych będących własnością innych podmiotów – na okres nie dłuższy niż 4 lata, 3) wydobywanie z wód powierzchniowych, w tym z morskich wód wewnętrznych wraz z wodami wewnętrznymi Zatoki Gdańskiej oraz wód morza terytorialnego, kamienia, żwiru, piasku oraz innych materiałów, a także wycinanie roślin z wód lub brzegu – na okres nie dłuższy niż 5 lat – liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.	stanu technicznego budowli piętrzącej, inwestor byłby zwolniony z opłat za użytkowanie tej budowli do czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych, co pozwoli dostosować warunki umowy do konkretnego obiektu. Należy bowiem podkreślić, że udostępniane budowle hydrotechniczne znajdują się często w bardzo złym stanie technicznym (są zrujnowane i nie pełnią przypisanych im funkcji), a ich odbudowa przez prywatnych inwestorów umożliwia przywrócenie zdegradowanego majątku Skarbu Państwa do stanu funkcjonalności. Uzasadnienie do pkt 2: Zmiana ma na celu wskazanie konkretnego terminu na rozpatrzenie wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego przez uprawnione do tego organy. Uzasadnienie do pkt 3: Proponowane rozwiązanie urealni możliwość złożenia wniosku o przedłużenie pozwolenia, gdyż dotychczasowe zapisy ustawy powodowały, że istniejący w tym zakresie przepis był martwy. Do tej pory nie było możliwe przedłużenie pozwolenia, gdyż wnioskodawca oświadczyć musiał, że aktualność zachowały zapisy operatu, które siłą rzeczy nie są aktualne po kilkudziesięciu latach ze względu na zmiany podstaw prawnych ich sporządzania. W proponowanym rozwiązaniu wystarczy weryfikacja ze strony urzędu czy dotychczasowe pozwolenie nie narusza ustaleń dokumentów planistycznych, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 1–7, oraz czy spełnia wymagania, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 8 dotyczące ochrony zdrowia ludzi, środowiska, ochrony przyrody i dóbr kultury wpisanych do rejestru zabytków oraz wynikające z przepisów ustawy Prawo wodne i przepisów odrębnych. W przypadku przedłużenia ważności pozwolenia podmiot zobowiązany jest do przestrzegania warunków dotychczasowego pozwolenia (występuje tylko o wydłużenie

			8. Do postępowań, o których mowa w ust. 2, przepisy art. 401 stosuje się odpowiednio. 9. Terminy, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4, dla pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzeń wodnych mogą zostać przedłużone, w drodze decyzji, na okres nie dłuższy niż 3 lata, jeżeli wnioskodawca przed wygaśnięciem pozwolenia wodnoprawnego wystąpi z wnioskiem do organu właściwego w sprawach pozwoleń wodnoprawnych oraz jeżeli nie będzie to sprzeczne z przepisami art. 396 i nie będzie wymagać przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000. **10. Do wniosku w sprawie rozpatrywanej przez ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej, o którym mowa w ust. 2 lub w ust. 9 dołącza się oryginał albo kopię pozwolenia wodnoprawnego potwierdzoną za zgodność z oryginałem.”**	terminu jego obowiązywania).

54.	Nowy art. w projekcie ustawy nowelizującej dodany po art. 6	Konfederacja Lewiatan	Proponujemy dodanie zmian likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie o planowaniu przestrzennym. <u>Propozycja przepisów:</u> Art. 6a. W ustawie o planowaniu przestrzennym w art. 15 po ust. 4 dodać ust. 5 w brzmieniu: **5. Plan miejscowy umożliwia lokalizację urządzeń wodnych, o których mowa w art. 16 pkt 65 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233), służących do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów na cele energetyczne, w tym w szczególności urządzeń lub budowli piętrzących, kanałów, sztucznych zbiorników usytuowanych na wodach płynących oraz obiektów energetyki wodnej, również w przypadku innego przeznaczenia terenu niż produkcyjne, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich urządzeń.";**	W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne.. Zaproponowane zmiany w ustawie o planowaniu przestrzennym mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych. Proponujemy, aby urządzenia wodne kształtujące stosunki wodne i służące do wytwarzania energii, w tym małe elektrownie wodne, można było realizować na terenach, w których istnieją MPZP nawet w przypadku, gdy przeznaczenie terenu w tych planach jest inne niż produkcyjne. Skutkiem będzie przyspieszenie, a w niektórych przypadkach w ogóle umożliwienie realizacji inwestycji tego typu zlokalizowanych na obszarach objętych MPZP. Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali

				przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE. Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE.

55.	Nowy artykuł w przepisach przejściowych	Konfederacja Lewiatan	Proponuje się dodanie w projekcie, w przepisach przejściowych, artykułu o następującym brzmieniu: 1. Wytwórca, o którym mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 72, , rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, może złożyć deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1. 2. W przypadku uzyskania przez wytwórcę, o którym mowa w ust. 1, zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8: 1) Przyjmuje się, iż w przypadku instalacji wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, za stałą cenę, o której mowa w art. 70e ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, przyjmuje się cenę skorygowaną, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy zmienianej w art. 1, obowiązującą na dzień uzyskania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 1. 2) Prawa i obowiązki tego wytwórcy wynikające ze złożenia oferty, która wygrała aukcję, wygasają z końcem kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał to zaświadczenie. 3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, wytwórca rozpoczyna sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 lub 2,	Proponuje się za wprowadzenie przepisów umożliwiających migrację projektów biogazowych funkcjonujących w systemie aukcyjnym na system taryf gwarantowanych. Uelastycznienie obowiązku spowoduje możliwość, iż za parę lat mogą zmienić profil produkcji na biometan. W dotychczasowych deklaracjach ze strony ówczesnego Ministerstwa Energii padały zapewnienia dotyczące możliwości przekwalifikowania się instalacji kogeneracyjnych na biometanownie oraz wypełnienie zobowiązania produkcji energii elektrycznej w postaci biometanu. Wskutek zmiany założeń systemu wsparcia biometanu proponuje się umożliwienie już funkcjonującym biogazowniom zrezygnowanie z obliga aukcyjnego, a następnie wybranie profilu działalności.

			z początkiem drugiego kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1.	

KL/114/52/AB/2022