**ZESTAWIENIE UWAG KONSULTACJI I OPINIOWANIA *PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE ORAZ USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII (UC74)*** ***–* cz. 1 – uwagi ogólne**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Lp.** | **Dotyczy przepisu** | **Autor uwagi** | **Treść uwagi** | **Odniesienie się do uwagi** |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii – 30 kwietnia 2021r. nie uwzględnia zmian, które wejdą w życie po opublikowaniu podpisanej przez Prezydenta w dniu 01.06.2021 r. Ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (dalej zwana Ustawą z dnia 20 maja 2021r.), w tym wprowadzana nową numerację art., ust, i pkt, które już zostały wprowadzone Ustawą z 20 maja 2021r. i dotyczą innej tematyki. Proponujemy w niniejszej Ustawie odpowiednie dostosowanie proponowanych zapisów do podpisanej Ustawy z 20 maja 2021r. | **Uwaga uwzględniona.**  Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przepisy projektu ustawy powinny zostać zweryfikowane pod kątem spójności z przepisami ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093), która dokonała zmiany przepisów ustawy – Prawo energetyczne objętych również zakresem przedmiotowego projektu ustawy. Niektóre z wprowadzanych zmian w przepisach ustawy – Prawo energetyczne na mocy ww. ustawy oraz przedmiotowego projektu są wzajemnie niezgodne lub nie są ze sobą skorelowane.  Powyższe dotyczy następujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne: art. 3 pkt 11, pkt 12, pkt 54, pkt 59, pkt 59a, dodawanego pkt 61; art. 5 dodawanego ust. 6g; art. 7 dodawanych ust. 3c–3i; art. 7a ust. 3; art. 9g w ust. 4 dodawanych pkt 2b i 2c, dodawanych ust. 5c i 5d; dodawanych rozdziałów 2c i 2d; dodawanego art. 15ba; art. 16 w ust. 7 dodawanego pkt 8; dodawanych ust. 8a i 8b, dodawanego ust. 15a; dodawanych art. 24a i 24b; dodawanego art. 43g; art. 45 dodawanych ust. 1i–1k, art. 56 w ust. 1 dodawanych pkt 16a oraz dodawanych pkt 51–54. | **Uwaga uwzględniona.**  Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane. |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Regulacji Energetyki | Istnieje potrzeba skorelowania numeracji jednostek projektu ustawy z obecnym brzmieniem ustawy – Prawo energetyczne. W projekcie nie wzięto pod uwagę nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z dnia 20 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 868) oraz ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093). **Przykładowe** błędy w numeracji wskazano w uwagach szczegółowych. | **Uwaga uwzględniona.**  Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane. |
|  | Uwaga ogólna | PGNiG | Uwaga techniczna  W dniu 18 czerwca 2021 r. została opublikowana w Dzienniku Ustaw pod pozycją 1093 ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Zwracamy uwagę na rozbieżności między treścią znowelizowanej ustawy, a propozycjami zawartymi w projekcie, do którego są zgłaszane uwagi, które to mogą się wykluczać lub powodować, że zmianą zostaną objęte niezamierzone postanowienia ustawy. Przykładowo są to dodawane do ustawy podrozdziały 2c i 2d (art. 1 ust 20 projektu ustawy), które w znowelizowanej ustawie Prawo energetyczne dotyczą „Zasad funkcjonowania systemu pomiarowego” oraz „Zasad funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii”. | **Uwaga uwzględniona.**  Jednostki redakcyjne zostały zaktualizowane. |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Projektowana ustawa częściowo wg nas pomija implementację do przepisów polskich niektórych postanowień dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (dalej: dyrektywa 944), które odnoszą się do ustalania rynkowych cen dostaw energii elektrycznej, a są ważne dla sektora obrotu, w tym dla sprzedawców z urzędu w szczególności. Zgodnie z postanowieniami art. 5 ww. dyrektywy sprzedawcy powinni mieć swobodę w ustalaniu ceny, po jakiej sprzedają energię elektryczną odbiorcom. Wprawdzie dyrektywa 944 dopuszcza interwencje publiczne w zakresie ustalania cen dla gospodarstw domowych, jednak muszą być ku temu spełnione określone warunki, m.in. regulowanie cen musi być ograniczone w czasie i proporcjonalne w odniesieniu do jego beneficjentów, a także nie może prowadzić do bezpośredniego subsydiowania skrośnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych.    Polska jest jednym z nielicznych członków UE, które posiadają wciąż w pełni regulowane urzędowo ceny energii dla gospodarstw domowych, pomimo stopnia liberalizacji rynku energii nie odbiegającego, a często nawet lepszego, niż w innych krajach UE, w których nie występuje pełne regulowanie cen energii dla gospodarstw domowych. Potwierdzenie dojrzałości krajowego rynku energii dostrzegł również Prezes URE, który w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu regulacji energetyki w 2020 r.”, wskazał, że:  Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.  Kolejnymi argumentami przemawiającymi za uwolnieniem cen w grupie taryfowej G są wdrażane lub zapowiedziane zmiany legislacyjne, które mają służyć szeroko rozumianej ochronie odbiorców oraz poprawie ich pozycji na rynku energii. Wśród tych zmian można wymienić m.in. regulacje związane ze wsparciem tzw. odbiorcy wrażliwego, wdrożeniem inteligentnego opomiarowania i Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii czy też wprowadzeniem umów z cenami dynamicznymi oraz narzędzi porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej.    Wobec powyższego zasadnym jest uwzględnienie w projekcie ustawy mechanizmu i zasad na jakich będzie odbywać się odejście od zatwierdzania przez Prezesa URE taryf sprzedawców dla gospodarstw domowych, a tym samym dojście do etapu pełnego uwolnienia w Polsce cen energii elektrycznej. Wskazanym wydaje się również ustalenie na poziomie ustawy – Prawo energetyczne (uPE)W konkretnego terminu, w którym nastąpi odejście od regulowania cen energii elektrycznej (na wzór regulacji obowiązujących dla rynku gazu ziemnego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii.  Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień  Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | Projektowana ustawa częściowo pomija implementację do przepisów polskich postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE” (dalej: dyrektywa 944), które odnoszą się do ustalania rynkowych cen dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z postanowieniami art. 5 ww. dyrektywy sprzedawcy powinni mieć swobodę w ustalaniu ceny, po jakiej sprzedają energię elektryczną odbiorcom. Wprawdzie dyrektywa 944 dopuszcza interwencje publiczne w zakresie ustalania cen dla gospodarstw domowych, jednak muszą być ku temu spełnione określone warunki, m.in. regulowanie cen musi być ograniczone w czasie i proporcjonalne w odniesieniu do jego beneficjentów, a także nie może prowadzić do bezpośredniego subsydiowania skrośnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych.    Polska jest jednym z nielicznych członków UE, który posiadają w pełni regulowane urzędowo ceny energii dla gospodarstw domowych, pomimo stopnia liberalizacji rynku energii nie odbiegającego, a często nawet lepszego, niż w innych krajach UE, w których nie występuje pełne regulowanie cen energii dla gospodarstw domowych. Potwierdzenie dojrzałości krajowego rynku energii dostrzegł również Prezes URE, który w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu regulacji energetyki w 2020 r.”, wskazał, że:  Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.  Kolejnymi argumentami przemawiającymi za uwolnieniem cen w grupie taryfowej G są wdrażane lub zapowiedziane zmiany legislacyjne, które mają służyć szeroko rozumianej ochronie odbiorców oraz poprawie ich pozycji na rynku energii. Wśród tych zmian można wymienić m.in. regulacje związane ze wsparciem tzw. odbiorcy wrażliwego, wdrożeniem inteligentnego opomiarowania i Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii czy też wprowadzeniem umów z cenami dynamicznymi oraz narzędzi porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej.    Wobec powyższego zasadnym jest uwzględnienie w projekcie ustawy mechanizmu i zasad na jakich będzie odbywać się odejście od zatwierdzania przez Prezesa URE taryf sprzedawców dla gospodarstw domowych, a tym samym dojście do etapu pełnego uwolnienia w Polsce cen energii elektrycznej. Wskazanym wydaje się również ustalenie na poziomie uPE konkretnego terminu, w którym nastąpi odejście od regulowania cen energii elektrycznej (na wzór regulacji obowiązujących dla rynku gazu ziemnego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii.  Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień  Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | Brak implementacji art. 5 ust. 1 dyrektywy 2019/944 i art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944  Wprowadzenie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia dla obrotu energią elektryczną wraz z przepisem przejściowym – na wzór uwolnienia cen paliw gazowych wskazanych w art. 62b w postaci art. 62c, który czasowo będzie utrzymywał taryfy dla gospodarstw domowych w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których stosowano taryfy w dniu wejścia w życie ustawy.  Wprowadzone przepisy nie implementują zasady zwolnienia cen energii elektrycznej.  O ile z praktyki Prezesa URE i decyzjom wydanym na podstawie art. 49 pr. en. oraz orzeczeniom sądów wynika, że taryfowaniu podlega ograniczona liczba podmiotów, to nie są to przepisy prawa, a zwolnienie takie może być cofnięte. Takie rozwiązanie przesądza o nieprawidłowej implementacji przepisów do prawa krajowego por. Wyrok TS z 15.03.1990 r., C-339/87, KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH v. KRÓLESTWO HOLANDII, ECR 1990, nr 3, poz. I-851.  W zakresie wdrożonego mechanizmu, nie implementowano również obowiązku z art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944 poprzez brak ograniczenia w czasie interwencji w zakresie ustalanie cen za dostawy energii elektrycznej, co samo w sobie stanowi naruszenie zobowiązania przez państwo członkowskie por. Wyrok TS z 10.09.2015 r., C-36/14, KOMISJA EUROPEJSKA v. RZECZPOSPOLITA POLSKA | **Uwaga nieuwzględniona.**  Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii.  Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień  Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Brak implementacji art. 5 ust. 1 dyrektywy 2019/944 i art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944.  Do zrealizowania celu regulacji implementacji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125; dalej „dyrektywa 2019/944”, „dyrektywa”) konieczne jest jak najszybsze zniesienie obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.  Na mocy art. 5 dyrektywy 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, państwa członkowskie zobowiązane są do uwolnienia cen energii elektrycznej na rynku detalicznym, przyznając tym samym swobodę sprzedawcom w ustalaniu cen, po jakiej dostarczają oni energię elektryczną odbiorcom końcowym. Dyrektywa nakazuje zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku taryfowania i obowiązek ten wchodzi w życie z upływem okresu wyznaczonego na implementację dyrektywy (tj. końcem 2020 r.).  Zgodnie z dyrektywą 2019/944, co do zasady interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej są wykluczone.  Dodatkowo, umożliwia ona stosowanie taryf w okresie przejściowym służącym wprowadzeniu skutecznej konkurencji między dostawcami w odniesieniu do umów na dostawy energii elektrycznej dla wszystkich gospodarstw domowych i mikroprzedsiębiorców.  Dyrektywa określa dodatkowe kryteria, które musi spełniać interwencja państwa, jeśli utrzymanie taryfowania miałoby objąć wszystkie gospodarstwa domowe i mikroprzedsiębiorców:  • towarzyszy im zestaw środków służących wprowadzeniu skutecznej konkurencji, a także metody oceny postępów w odniesieniu do tych środków;  • powinna ustalać cenę na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiając rzeczywistą konkurencję cenową.  • musi być opracowana tak, by minimalizować wszelki negatywny wpływ na hurtowy rynek energii elektrycznej.  • musi zapewniać wszystkim beneficjentom takich interwencji możliwość wyboru konkurencyjnych ofert rynkowych i informowanie ich bezpośrednio co najmniej raz na kwartał o dostępności ofert i możliwości na konkurencyjnym rynku, w szczególności o umowach z cenami dynamicznym energii elektrycznej, a także zapewniać pomoc przy przechodzeniu na ofertę rynkową.  • zastosowane mechanizmy muszą zapewniać, by wszyscy beneficjenci mieli prawo do tego, by zainstalowano u nich inteligentne liczniki bez dodatkowych opłat i by im taką instalację zaproponowano, a także by byli bezpośrednio informowani o możliwości instalacji inteligentnych liczników i otrzymywali niezbędną pomoc w tym zakresie.  • nie może prowadzić do bezpośrednio subsydiowania skrośnego między odbiorcami zaopatrywanymi po cenach wolnorynkowych a odbiorcami zaopatrywanymi po cenach regulowanych.  Istnieją uzasadnione podstawy do stwierdzenia, że obecne uregulowanie obowiązku taryfowania w Polsce nie spełnia wymienionych wyżej kryteriów pochodzących wprost z implementowanej dyrektywy 2019/944.  Wdrożenie rozwiązań mających na celu zaaktywizowanie odbiorcy końcowego do aktywnego poszukiwania korzystnych ofert sprzedaży energii i zabezpieczenie odbiorców wrażliwych możliwe jest do realizacji od początku 2022 r.  Grupa taryfowa G (m.in. odbiorcy w gospodarstwach domowych) stanowi ostatnią grupę odbiorców, dla których ceny energii pozostają regulowane. Prowadzi to do sytuacji, w której koszty zaopatrywania odbiorców z grupy G pokrywane są przez odbiorców z pozostałych grup taryfowych, w przypadku których obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia został zniesiony wcześniej.  Przygotowania do uwolnienia cen na rynku detalicznym energii elektrycznej trwają od ponad 20 lat – de facto od początku obowiązywania ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (dalej „ustawa”, „prawo energetyczne”). Brak jakichkolwiek postanowień ustawy w tym przedmiocie konserwuje obecną sytuację na rynku i odkłada podjęcie pilnych i niezbędnych decyzji na bliżej nieokreśloną przyszłość. Tym bardziej, że historycznie w argumentacji przedstawianej dla uzasadnienia potrzeby utrzymania obowiązku taryfowego pojawiają się – po spełnieniu przedstawianych dotychczas – sukcesywnie nowe okoliczności i warunki, które nie były identyfikowane i komunikowane wcześniej. W tym kontekście warto podkreślić, że o ile istnienie konkurencji na rynku energii jest obiektywnym kryterium, o tyle „stworzenie warunków dla funkcjonowania energetyki lokalnej” nie wydaje się kryterium niezbędnym.  Ustawodawca w prawie energetycznym przewidział odejście od publicznoprawnego obowiązku zatwierdzania taryfy w przypadku skorzystania przez Prezesa URE z uprawnienia z art. 49, pozwalającego na zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego działającego w warunkach konkurencji z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia. Uprawnienie to daje jednak Prezesowi URE dużą dyskrecjonalność w ocenie zaistnienia przesłanek z art. 49 ust. 3, co sprawia, że uzasadnienie może zmieniać się pod wpływem bieżącej sytuacji i niesie negatywne konsekwencje dla pewności regulacyjnej mającej duży wpływ na kondycję przedsiębiorstw obrotu. Zmiana na poziomie ustawowym z pewnością rozwieje niejasności co do formy i przesłanek warunków konkurencyjności na rynku jakie wystąpiły po komunikacie Prezesa URE z 2001 r. oraz kolejnych komunikatach Prezesa URE wyznaczających daty odejścia od taryfowania, które ostatecznie nie następowało.  Należy mieć również na uwadze, że państwa członkowskie UE do dnia 1 stycznia 2022 r. i 1 stycznia 2025 r. mają obowiązek przedłożyć Komisji Europejskiej sprawozdania dotyczące stosowania konieczności interwencji publicznych oraz oceny postępów we wprowadzeniu skutecznej konkurencji między sprzedawcami i w przechodzeniu na ceny rynkowe. Państwa członkowskie, które utrzymują taryfowanie (przy założeniu że spełnione zostały wskazane powyżej warunki), składają sprawozdania dotyczące spełnienia tych warunków, w tym wykonywania przez dostawców obowiązku stosowania takich interwencji oraz wpływu cen regulowanych na sytuację finansową tych dostawców.  Krajowy rynek energii elektrycznej już obecnie cechuje się dużą dojrzałością, która przejawia się m.in. rynkiem hurtowym o wysokiej płynności oraz szeroką aktywnością sprzedawców ofertujących swoje produkty na tym rynku. Według danych URE udział odbiorców na ofercie wolnorynkowej w całkowitej liczbie odbiorców w gospodarstwach domowych osiągnął 36,58% na koniec 2020 roku wobec 36,05% na koniec 2019 roku. Przyczyn niskiej dynamiki przyrostu wskaźnika można poszukiwać w funkcjonującej regulacji cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Koncentracja rynku jest w Polsce niższa lub na podobnym poziomie co w krajach o wyższym stopniu liberalizacji rynku, np. Holandii, Irlandii, Hiszpanii czy Austrii (według danych ACER). Jednocześnie należy zauważyć, że cechą wspólną państw UE o najniższych wskaźnikach zmian sprzedawcy jest występująca regulacja cen, która ogranicza zachęty ekonomiczne do podejmowania aktywności przez odbiorców (relatywnie niskie potencjalne korzyści ze zmiany oferty).  Należy zauważyć, że uzyskanie przez odbiorców pełnych korzyści z wprowadzenia umów z cenami dynamicznymi oraz narzędzi porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej będzie możliwe tylko w przypadku uwolnienia cen.  Wymienione wyżej przesłanki wskazują, że najpełniejszą implementację celu dyrektywy stanowi zniesienie obecnego modelu taryfowania odbiorców z grupy G w Polsce.  Postulujemy zatem o wprowadzenie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia dla obrotu energią elektryczną wraz z przepisem przejściowym – na wzór uwolnienia cen paliw gazowych wskazanych w art. 62b w postaci art. 62c, który czasowo będzie utrzymywał taryfy dla gospodarstw domowych w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których stosowano taryfy w dniu wejścia w życie ustawy.  Jednocześnie podkreślamy, że wprowadzone przepisy nie implementują zasady zwolnienia cen energii elektrycznej.  O ile z praktyki Prezesa URE i decyzjom wydanym na podstawie art. 49 pr. en. oraz orzeczeniom sądów wynika, że taryfowaniu podlega ograniczona liczba podmiotów, to nie są to przepisy prawa, a zwolnienie takie może być cofnięte. Takie rozwiązanie przesądza o nieprawidłowej implementacji przepisów do prawa krajowego por. Wyrok TS z 15.03.1990 r., C-339/87, KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH v. KRÓLESTWO HOLANDII, ECR 1990, nr 3, poz. I-851.  W zakresie wdrożonego mechanizmu, nie implementowano również obowiązku z art. 5 ust. 4 lit. d dyrektywy 2019/944 poprzez brak ograniczenia w czasie interwencji w zakresie ustalanie cen za dostawy energii elektrycznej, co samo w sobie stanowi naruszenie zobowiązania przez państwo członkowskie por. Wyrok TS z 10.09.2015 r., C-36/14, KOMISJA EUROPEJSKA v. RZECZPOSPOLITA POLSKA. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii.  Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień  Z przeprowadzoej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | Brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g  W proponowanym art. 62c pr. en., należy wprowadzić na Prezesa URE obowiązek monitorowania konkurencji na rynku gospodarstwa domowych i corocznej oceny spełnienia przesłanek, o których mowa w art. 49 pr. en., a w razie ich stwierdzenia wydania decyzji w przedmiocie zwolnienia przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.  Przepis art. 62c pr. en. powinien również przewidywać, że taryfa pokrywa koszty uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych, poniesione w związku z dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy.  Jak wynika z tabeli zgodności, ustawa implementuje art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944 wyłącznie w odniesieniu do litery e, brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g  Zgodnie z art. 5 lit. a dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek wprowadzić metody oceny postępów w odniesieniu do środków wprowadzanych ustawą. Ustawa nie przewiduje zaś obowiązku monitorowania wdrożenia wprowadzanych nią środków i zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z taryfowania w przypadku gdy środki te nie doprowadziły do usunięcia przyczyn zastosowania środka tymczasowego.  Zgodnie z art. 5 lit. b dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek aby środki tymczasowe były określone z wykorzystaniem metod zapewniających niedyskryminujące traktowanie dostawców. Tymczasem większość dostawców nie podlega obowiązkowi stosowania taryf, a Prezes URE nie przeprowadził od 15 lat przetargu na świadczenie usług sprzedawcy z urzędu.  Zgodnie z art. 7 lit. c dyrektywy 2019/944, ceny energii elektrycznej muszą być ustalone na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową. Tymczasem Prezes URE stosuje mechanizm oparty o wyznaczony przez niego poziom kosztów dla wszystkich sprzedawców, które uznaje za uzasadnione. Nie budzi wątpliwości, że pojęcie kosztów uzasadnionych będących obecnie podstawą kalkulacji taryfy i kosztów, to dwa różne pojęcia, co wielokrotnie podkreślał Prezes URE odmawiając przedsiębiorstwom energetycznym uwzględnienia rzeczywiście poniesionych kosztów zakupu energii elektrycznej.  W efekcie spółki obrotu odnotowują negatywny wynik finansowy na działalności podlegającej taryfowaniu, co skutkuje również naruszenie art. 7 ust. g dyrektywy 2019/944 poprzez konieczność pokrycia strat przychodami z sektora wolnorynkowego.  Brak wdrożenia art. 7 ust. f dyrektywy 2019/944, który zapewnia wszystkim odbiorcom podlegającym taryfowaniu, prawo do uzyskania bez dodatkowych opłat licznika zdalnego odczytu. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii.  Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień  Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g  W proponowanym art. 62c pr. en., należy wprowadzić na Prezesa URE obowiązek monitorowania konkurencji na rynku gospodarstwa domowych i corocznej oceny spełnienia przesłanek, o których mowa w art. 49 pr. en., a w razie ich stwierdzenia wydania decyzji w przedmiocie zwolnienia przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.  Przepis art. 62c pr. en. powinien również przewidywać, że taryfa pokrywa koszty uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych, poniesione w związku z dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy.  Jak wynika z tabeli zgodności, ustawa implementuje art. 5 ust. 7 dyrektywy 2019/944 wyłącznie w odniesieniu do litery e, brak implementacji art. 5 ust. 7 lit. a-d oraz g.  Zgodnie z art. 5 lit. a dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek wprowadzić metody oceny postępów w odniesieniu do środków wprowadzanych ustawą. Ustawa nie przewiduje zaś obowiązku monitorowania wdrożenia wprowadzanych nią środków i zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z taryfowania w przypadku gdy środki te nie doprowadziły do usunięcia przyczyn zastosowania środka tymczasowego.  Zgodnie z art. 5 lit. b dyrektywy 2019/944 państwo członkowskie ma obowiązek aby środki tymczasowe były określone z wykorzystaniem metod zapewniających niedyskryminujące traktowanie dostawców. Tymczasem większość dostawców nie podlega obowiązkowi stosowania taryf, a Prezes URE nie przeprowadził od 15 lat przetargu na świadczenie usług sprzedawcy z urzędu.  Zgodnie z art. 7 lit. c dyrektywy 2019/944, ceny energii elektrycznej muszą być ustalone na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową. Tymczasem Prezes URE stosuje mechanizm oparty o wyznaczony przez niego poziom kosztów dla wszystkich sprzedawców, które uznaje za uzasadnione. Nie budzi wątpliwości, że pojęcie kosztów uzasadnionych będących obecnie podstawą kalkulacji taryfy i kosztów, to dwa różne pojęcia, co wielokrotnie podkreślał Prezes URE odmawiając przedsiębiorstwom energetycznym uwzględnienia rzeczywiście poniesionych kosztów zakupu energii elektrycznej.  W efekcie spółki obrotu odnotowują negatywny wynik finansowy na działalności podlegającej taryfowaniu, co skutkuje również naruszenie art. 7 ust. g dyrektywy 2019/944 poprzez konieczność pokrycia strat przychodami z sektora wolnorynkowego.  Brak wdrożenia art. 7 ust. f dyrektywy 2019/944, który zapewnia wszystkim odbiorcom podlegającym taryfowaniu, prawo do uzyskania bez dodatkowych opłat licznika zdalnego odczytu. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Art. 5 ust. 3 dyrektywy przewiduje wprost możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie odstępstwa w zakresie pełnego uwolnienia cen, tj. utrzymania regulacji cen energii elektrycznej. W aktualnych warunkach rynkowych czasowe utrzymanie w mocy funkcjonującego dotychczas w Polsce mechanizmu regulacji cen jest niezbędne w celu wprowadzenia instrumentów zapewnianiających skuteczną ochronę konsumentów na rozwijającym się rynku energii elektrycznej i działań podejmowanych w celu zwalczania nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców energii.  Każde nowo wprowadzone rozwiązanie wymaga określonego czasu funkcjonowania co pozwala na ocenę jego skuteczności i funkcjonalności oraz identyfikację koniecznych ulepszeń czy uzupełnień  Z przeprowadzonej analizy rynku wynika, że sprzedawcy wciąż stosują nieuczciwe praktyki rynkowe – zmiany wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oraz niniejszym projektem, mają na celu ich zwalczanie oraz budowę świadomości o rynku ee przez odbiorców, zwł. tych w gospodarstwach domowych |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | Brak implementacji w ustawie OZE art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do instalacji OZE.  Obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania jednostek wytwórczych może dotyczyć wyłącznie jednostek o mocy do 400 kW – zgodnie z art. 5 ust. 2 lit. b rozporządzenia (UE) 2019/943, a dla jednostek uruchamianych od 1 stycznia 2026 r. 200 kW. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Biorąc pod uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie stanowi akt prawny, który jest bezpośrednio skuteczny, nie ma potrzeby wprowadzać dodatkowych przepisów do uPE |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Brak implementacji w ustawie OZE art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943 w odniesieniu do instalacji OZE.  Obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania jednostek wytwórczych może dotyczyć wyłącznie jednostek o mocy do 400 kW – zgodnie z art. 5 ust. 2 lit. b rozporządzenia (UE) 2019/943, a dla jednostek uruchamianych od 1 stycznia 2026 r. 200 kW. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Biorąc pod uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie stanowi akt prawny, który jest bezpośrednio skuteczny, nie ma potrzeby wprowadzać dodatkowych przepisów do uPE |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | Brak implementacji w ustawie OZE art. 9 w zw. z art. 5 dyrektywy 2019/944, poprzez rekompensowanie ponoszonych przez sprzedawców zobowiązanych kosztów obowiązków użyteczności publicznej w taryfach, które co do zasady podlegają likwidacji.  Z wyjątkiem ograniczonego zakresu odbiorców sprzedawcy zobowiązani nie będą podlegać taryfowaniu.  W związku z powyższym w celu uniknięcia dyskryminacji sprzedawców zobowiązanych obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania handlowego jednostek wytwórczych, powinno podlegać zwrotowi w analogiczny sposób jak inne koszty tj. za pośrednictwem OREO. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga zbyt lakoniczna, nie zawierająca propozycji konkretnego przepisu. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Brak implementacji w ustawie OZE art. 9 w zw. z art. 5 dyrektywy 2019/944, poprzez rekompensowanie ponoszonych przez sprzedawców zobowiązanych kosztów obowiązków użyteczności publicznej w taryfach, które co do zasady podlegają likwidacji.  Z wyjątkiem ograniczonego zakresu odbiorców sprzedawcy zobowiązani nie będą podlegać taryfowaniu.  W związku z powyższym w celu uniknięcia dyskryminacji sprzedawców zobowiązanych obciążenie sprzedawcy zobowiązanego kosztami bilansowania handlowego jednostek wytwórczych, powinno podlegać zwrotowi w analogiczny sposób jak inne koszty tj. za pośrednictwem OREO. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga zbyt lakoniczna, nie zawierająca propozycji konkretnego przepisu. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi | **Opóźnienie w transpozycji Dyrektywy 2019/944**    Art. 1 ust. 1 pkt. 3 oraz uzasadnienie do Projektu nowelizacji obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego Dyrektywę 2019/944, dla której termin transpozycji do prawa krajowego minął z dniem 31.12.2020 co wskazuje na blisko 6-miesięczne opóźnienie w transpozycji ww. Dyrektywy. Fundacja podkreśla pilną potrzebę transpozycji Dyrektywy 2019/944. Fundacja podkreśla konieczność jak najszybciej transpozycji Dyrektywy 2018/2001, która uzupełnia Dyrektywę 2019/944 w zakresie regulacji dotyczących społeczności energetycznych oraz odnawialnych źródeł energii, które stanowią ważny element rynku energii, którym zarówno polityka energetyczno-klimatyczna UE oraz Pakiet Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków nadają kluczowe i priorytetowe znaczenie. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Tyski Klaster Energii | Zmiany w obszarze linii bezpośrednich nie rozwiązują wszystkich problemów z tym związanych. W dalszym ciągu linia bezpośrednia do odbiorcy poza terenem podmiotu będzie wymagać zgody Prezesa URE. Wpływ na tego typu inwestycje będzie miał również operator sieci elektroenergetycznej, który może podważać zasadność budowy tj. wskazując oddziaływanie na istniejącą już sieć (jako opinia do Prezesa URE). Wytwórca w dalszym ciągu, żeby sprzedawać energię linią bezpośrednią musi być przyłączony do sieci i móc wyprowadzać ją do sieci elektroenergetycznej (koncesja). Brak dookreślenia jakie opłaty mogłyby być pobierane w przypadku sprzedaży linią bezpośrednią: przesyłowe, OZE, kogeneracyjna, mocowa itp. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | **Potrzeba skutecznej implementacji linii bezpośredniej – wolnej od ryzyka błędnej interpretacji**  Obecnie zastosowanie linii bezpośredniej wymaga utworzenia modelu wyspowego, gdzie źródło energii elektrycznej oraz odbiorca nie są przyłączeni do systemu elektroenergetycznego. W praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii elektrycznej wytwarzanej w przyłączonym źródle energii. Ponadto budowa linii bezpośredniej wymaga zgody Prezesa URE („PURE”), który, co do zasady, jej nie wydaje. W konsekwencji jednostka wytwórcza musi wprowadzać energię do systemu elektroenergetycznego, a odbiorca ponieść koszty systemowe (opłaty dystrybucyjne, OZE, kogeneracyjna, mocowa) oraz jest obciążony obowiązkami uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielone, błękitne czy białe certyfikaty).  Dodatkowo, nawet gdyby wytwórca oraz odbiorca zaryzykowali współpracę w modelu wyspowym, prawo polskie nie przewiduje umowy PPA, która pozwoliłaby na jakiekolwiek ulgi z racji ich bezpośredniej współpracy bez udziału operatora systemu dystrybucyjnego – każdy zakup energii elektrycznej jest traktowany tak samo.  Projektodawca wskazuje na intencję umożliwienia rozwoju energetyki rozproszonej, jednak przepisy w projekcie ustawy naszym zdaniem nie przyczynią się do rozwoju OZE przyłączanych linią bezpośrednią. Brak jest zapowiedzianej definicji PPA i ulg dla takich umów. Co gorsza, zapisy są bardzo niebezpieczne dla autoproducentów, gdyż:   1. budowa linii bezpośredniej wciąż będzie wymagała uzyskania zgody PURE; 2. autoprodukcja może zostać zinterpretowana w myśl nowych definicji jako przyłączenie linią bezpośrednia; w konsekwencji, do budowy jakiejkolwiek linii elektroenergetycznej wewnątrzzakładowej pomiędzy jednostką wytwórczą oraz punktem odbioru niezbędna będzie zgoda PURE;   autoprodukcja może podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE, takim samym co linia bezpośrednia. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Przemysł przygląda się z zainteresowaniem procesowi implementacji linii bezpośredniej, bowiem potrzebuje taniej energii oraz od 2021 roku będzie zobowiązane do wykazywania zielonej energii w swoim zużyciu, aby móc skorzystać ze wsparcia, jakim jest system rekompensat kosztów pośrednich. Ponadto, zgodnie z projektem rozporządzenia delegowanego Komisji dla uznania wodoru za odnawialny niezbędne będzie zużycie do jego produkcji energii odnawialnej zakupionej dostarczonej bezpośrednio od wytwórcy. W związku z powyższym, widzimy konieczność uwzględnienia w projekcie ustawy szereg kwestii niezbędnych do skutecznego wdrożenia linii bezpośredniej:   1. Wprowadzenie definicji linii bezpośredniej rzeczywiście ułatwiającej połączenie obcych instalacji OZE do sieci zakładu przemysłowego w sposób bezpośredni z pominięciem opłat systemowych jak w przypadku obecnie funkcjonującego modelu autoproducenckiego oraz bez obowiązku pracy wyspowej; 2. Zniesienie obowiązku uzyskania zgody PURE na budowę linii bezpośredniej mającej na celu dostarczenie energii elektrycznej z OZE; 3. Należy wprowadzić inne niezbędne definicje:    1. wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, która likwidowałaby wątpliwości w praktyce regulacyjnej oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji i wątpliwości;    2. umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (dyrektywa RED II nałożyła na państwa członkowskie UE obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów) – lub wprost zaproponowanie ustawowego wzoru umowy gwarantującej zielone pochodzenie energii dla odbiorcy (dodatkowo ułatwienie ich zawierania i obniżenie kosztów); 4. Nowelizacja nie powinna wprowadzać zmian w zakresie autoprodukcji – nie powinna być traktowana jako linia bezpośrednia oraz nie powinna podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE;   Konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT) | Linia bezpośrednia ma zgodnie z intencją zawartą w dyrektywie UE 2019/944 umożliwić połączenie źródła OZE bezpośrednio z odbiorcą, który nie jest jego właścicielem. W zmianach do ustawy brakuje zmiany art. 5.1 gdzie napisano „*Dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci [...]*”. Linia bezpośrednia nie powinna wymagać podłączenia do sieci, zawarcia umowy z OSD, ani sprzedawcą. Energia powinna być traktowana jako produkt, którym dowolnie mogą wymieniać się odbiorcy i producenci i rozliczać według ustalonych między sobą zasad. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Energy Solution Sp. z o.o. | W kwestii proponowanych zapisów dotyczących linii bezpośredniej uważamy, że zapisy te byłyby dużo bardziej atrakcyjne, gdyby proponowały większą swobodę w zakresie współpracy z siecią. W art. 7a ust. 8-9 projektu dopuszcza się wprost, w przypadku zarówno wytwórcy jak i odbiorcy, połączonym razem linią bezpośrednią, możliwość pobierania energii elektrycznej na własne potrzeby.  Uważamy jednak, że projekt wprowadzający tak rewolucyjne zmiany w kwestii linii bezpośredniej powinien również rozwiewać wątpliwości dotyczące ewentualnych nadwyżek energii wytworzonych przez wytwórcę i niezużytych przez odbiorcę. Zapisy regulujące możliwość odsprzedaży energii do sieci mogłyby zachęcić potencjalnych zainteresowanych do korzystania z takiego rozwiązania, ale również wprowadziłyby zwiększenie ilości podmiotów zaangażowanych aktywnie w działania na rynku energii. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przepisy projektu ustawy wprowadzające rozwiązania dedykowane liniom bezpośrednim powinny zostać zweryfikowane i uzupełnione o regulacje, które pozwolą na określenie zasad budowy i relacji/współpracy linii bezpośrednich i podmiotów z nich korzystających z systemem elektroenergetycznym w kontekście organizacyjnym, technicznym i finansowym, w tym w szczególności dotyczących:  • zasad realizacji przyłączenia i oceny wpływu na system elektroenergetyczny,  • możliwości operatorów systemów elektroenergetycznych oddziaływania na generację jednostek przyłączonych za pośrednictwem linii bezpośrednich,  • zasad współpracy jednostek wytwórczych, z których energia elektryczna podstawowo wyprowadzana będzie linią bezpośrednią, z systemem elektroenergetycznym w zakresie wprowadzania energii elektrycznej do systemu,  • zasad i warunków dostarczania energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego do odbiorców, którzy będą zasilani za pomocą linii bezpośredniej, w tym wpływu dostarczania energii elektrycznej linią bezpośrednią na opłaty stałe i zmienne sieciowe oraz opłaty związane z systemami wsparcia,  • opomiarowania i rozliczeń za dostarczaną energię elektryczną. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | **Potrzeba skutecznej implementacji linii bezpośredniej – wolnej od ryzyka błędnej interpretacji**  Obecnie zastosowanie linii bezpośredniej wymaga utworzenia modelu wyspowego, gdzie źródło energii elektrycznej oraz odbiorca nie są przyłączeni do systemu elektroenergetycznego. W praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii elektrycznej wytwarzanej w przyłączonym źródle energii. Ponadto budowa linii bezpośredniej wymaga zgody Prezesa URE („PURE”), który, co do zasady, jej nie wydaje. W konsekwencji jednostka wytwórcza musi wprowadzać energię do systemu elektroenergetycznego, a odbiorca ponieść koszty systemowe (opłaty dystrybucyjne, OZE, kogeneracyjna, mocowa) oraz jest obciążony obowiązkami uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielone, błękitne czy białe certyfikaty).  Dodatkowo, nawet gdyby wytwórca oraz odbiorca zaryzykowali współpracę  w modelu wyspowym, prawo polskie nie przewiduje umowy PPA, która pozwoliłaby na jakiekolwiek ulgi z racji ich bezpośredniej współpracy bez udziału operatora systemu dystrybucyjnego – każdy zakup energii elektrycznej jest traktowany tak samo.  Projektodawca wskazuje na intencję umożliwienia rozwoju energetyki rozproszonej, jednak przepisy w projekcie ustawy naszym zdaniem nie przyczynią się do rozwoju OZE przyłączanych linią bezpośrednią. Brak jest zapowiedzianej definicji PPA i ulg dla takich umów. Co gorsza, zapisy są bardzo niebezpieczne dla autoproducentów, gdyż: a) budowa linii bezpośredniej wciąż będzie wymagała uzyskania zgody PURE;  b) autoprodukcja może zostać zinterpretowana w myśl nowych definicji jako przyłączenie linią bezpośrednia; w konsekwencji, do budowy jakiejkolwiek linii elektroenergetycznej wewnątrzzakładowej pomiędzy jednostką wytwórczą oraz punktem odbioru niezbędna będzie zgoda PURE;  c) autoprodukcja może podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE, takim samym co linia bezpośrednia.  Branże energochłonne przyglądają się z zainteresowaniem procesowi implementacji linii bezpośredniej, bowiem potrzebują taniej energii oraz od 2021 roku będą zobowiązane do wykazywania zielonej energii w swoim zużyciu, aby móc skorzystać ze wsparcia, jakim jest system rekompensat kosztów pośrednich.  **W związku z powyższym, przemysł widzi konieczność uwzględnienia w projekcie ustawy szereg kwestii niezbędnych do skutecznego wdrożenia linii bezpośredniej:**  a) Wprowadzenie definicji linii bezpośredniej rzeczywiście ułatwiającej połączenie obcych instalacji OZE do sieci zakładu przemysłowego w sposób bezpośredni  z pominięciem opłat systemowych jak w przypadku obecnie funkcjonującego modelu autoproducenckiego oraz bez obowiązku pracy wyspowej;  b) Zniesienie obowiązku uzyskania zgody PURE na budowę linii bezpośredniej mającej na celu dostarczenie energii elektrycznej z OZE;  c) Należy wprowadzić inne niezbędne definicje:  i. wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, która likwidowałaby wątpliwości w praktyce regulacyjnej oraz byłaby uzupełnieniem zmienionej definicji linii bezpośredniej, co czyniłoby regulację w tym zakresie zupełną oraz niebudzącą kontrowersji  i wątpliwości;  ii. umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (dyrektywa RED II nałożyła na państwa członkowskie UE obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów) – lub wprost zaproponowanie ustawowego wzoru umowy gwarantującej zielone pochodzenie energii dla odbiorcy (dodatkowo ułatwienie ich zawierania i obniżenie kosztów);  d) Nowelizacja nie powinna wprowadzać zmian w zakresie autoprodukcji – nie powinna być traktowana jako linia bezpośrednia oraz nie powinna podlegać obowiązkom informacyjnym względem PURE;  e) Konieczne jest uzupełnienie projektu o przepis, który wyraźnie wskaże, że linia bezpośrednia może być też wykorzystywana do zasilania instalacji wytwórcy (tzn. w takiej linii mogą występować przepływy dwukierunkowe). | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Energii Odnawialnej | **Linia bezpośrednia**  Odnosząc się do projektowanych regulacji dotyczących linii bezpośredniej zwracamy się z wnioskiem o jednoznaczne rozstrzygnięcie, czy jednostka wytwarzania energii elektrycznej w ramach projektowanej konstrukcji ustawowej może przynależeć do podmiotu innego, niż występujący o pozwolenie na budowę i jednocześnie będący właścicielem obiektów, które mają być zaopatrywane dostarczaną w ten sposób energią.  Dodatkowo warto zauważyć, iż co do zasady nie jest celowe wprowadzanie ograniczenia jedynie do właścicieli nieruchomości, o których mowa w projektowanym art. 7a ust. 3b pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Projekt powinien w tym zakresie uwzględniać zarówno właścicieli nieruchomości, jak i ich użytkowników wieczystych bądź zarządców. W naszej ocenie jednak projektowana konstrukcja w zakresie konieczności uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) nie jest zrozumiała i stanowi zbędne obciążenie administracyjne zarówno dla tego organu, jaki i dla inwestora realizującego inwestycję w zakresie linii bezpośredniej. Zgodnie z przedstawionym dla tej propozycji uzasadnieniem, przesłanką dla zniesienia konieczności uzyskania zgody Prezesa URE jest fakt, iż energia przesyłana linią bezpośrednią nie będzie wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania, jednocześnie budowa instalacji nieprzekraczającej terenu nieruchomości podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii nie będzie rodziła zagrożeń związanych z ewentualnym uszkodzeniem lokalnej sieci elektroenergetycznej, czy też nie będzie stanowiła utrudnień, które potencjalnie mogą wpłynąć na konieczność zmiany trasy.  Powyższe argumenty w naszej ocenie nie znajdują odzwierciedlenia w praktyce inwestycyjnej i nie jest jasne, jaki bezpośredni związek występuje pomiędzy przekroczeniem terenu nieruchomości danego podmiotu a ryzykiem uszkodzenia sieci elektroenergetycznej. Powyższe stanowi przedmiot uzgodnień i weryfikacji podejmowanych przy okazji realizacji procesu inwestycyjnego i uzyskiwania stosownych pozwoleń i w naszej ocenie stanowi zbędną procedurę formalną. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa | Przedstawiony projekt ustawy nie zawiera żadnych rozwiązań dedykowanych dla odbiorców przemysłowych, którzy z racji swojej specyfiki nie mają możliwości inwestycji w OZE poprzez wykorzystanie linii bezpośredniej. Odbiorcy przemysłowi, zwłaszcza z sektorów branż energochłonnych niejednokrotnie posiadający potencjał rozwoju OZE, nie mogą wybudować takich instalacji na swoim terenie lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie ze względu na uwarunkowania środowiskowe i techniczne. Zużycie energii zakładów energochłonnych jest bardzo duże i jednostki wytwórcze OZE, które pokrywałyby istotną część zużycia energii takiego zakładu wymagałyby olbrzymich terenów oraz korzystnych warunków technicznych (takich jak np. odpowiednia wietrzność), które fizycznie mogą nie być dostępne w danej lokalizacji. Rozwiązaniem tego problemu jest wprowadzenie regulacji, które umożliwiają podmiotom przemysłowym inwestycje w jednostki wytwórcze OZE, które nie są zlokalizowane w miejscu zużycia energii przez odbiorcę. Odpowiednie rozwiązania regulacyjne, które zrównywałyby sytuację podmiotów posiadających bezpośrednie połączenie jednostki wytwórczej OZE z miejscem zużycia oraz podmiotów posiadających taką jednostkę w innej lokalizacji, może umożliwić Polsce spełnienie ambitnych celów klimatycznych oraz doprowadzić do zwiększenia konkurencyjności polskiego przemysłu i gospodarki. Do tego potrzebne jest także uwolnienie potencjału rozwoju najtańszej technologii wytwarzania energii czyli lądowej energetyki wiatrowej. W związku z powyższym zwracam uwagę na konieczne do implementacji zmiany:   1. **Złagodzenie zasady 10H dzięki czemu zostanie odblokowana możliwość rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych.**  * Niezbędna jest możliwie najszybsza, skuteczna i rzeczywista liberalizacja tzw. ustawy odległościowej pozwalająca na powstawanie nowych mocy z poszanowaniem opinii lokalnych społeczności.  1. **Usprawnienia procedur administracyjnych dotyczących procesu inwestycyjnego farm wiatrowych.**  * Niezbędne są zmiany prowadzące do przyspieszenia procesu inwestycyjnego i umożliwiające przyłączenie nowych mocy w jak najkrótszym czasie.  1. **Preferencje dla odbiorców przemysłowych zaangażowanych w rozwój mocy OZE.**  * Należy stworzyć otoczenie regulacyjne umożliwiające odbiorcom przemysłowym rozwój jednostek OZE, także w sytuacjach, w których jednostka wytwórcza zlokalizowana jest w innym miejscu niż miejsce poboru energii. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy.  W pozostałym zakresie uwaga wykracza poza zakres projektu niezbędny do implementacji przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Uwaga szczegółowa | Towarzystwo Obrotu Energią | W ocenie wnioskującego, regulacje dotyczące linii bezpośredniej powinny zostać uzupełnione o zwolnienie energii wytworzonej z OZE w zakresie obowiązku umarzania świadectw pochodzenia i świadectw efektywności energetycznej. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Towarowa Giełda Energii | TGE zwraca uwagę na wątpliwości związane ze statusem prawnym agregatora. Zgodnie z projektem zmiany art. 3 ustawy - Prawo energetyczne (pkt 6e) – agregatorem jest podmiot zajmujący się agregacją.  Zgodnie z Art. 5b4 ust.1: „Agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po wpisaniu do rejestru działalności agregatorów prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „rejestrem agregatorów”. Wskazany przepis, jak również określone w projekcie wymogi wniosku o wpis danego podmiotu do rejestru agregatorów nie wymagają równoczesnego statusu podmiotu jako przedsiębiorcy energetycznego. Istotnie zmieniona definicja przedsiębiorstwa energetycznego zakłada, iż jest to podmiot prowadzący działalność gospodarczą m.in. w zakresie agregacji, jednakże ustawodawca w projekcie ustawy wprost nie przesądził, iż agregatorem musi być wyłącznie przedsiębiorca energetyczny.  Powyższe wątpliwości są kluczowe w odniesieniu do art. 5b3 pkt 1, który określa, iż agregator, m.in.  „1) ma prawo do wejścia na rynki energii elektrycznej i uczestniczenia w tych rynkach bez zgody innych uczestników rynku”.  Projekt definiuje rynki energii elektrycznej jako:  „44b) rynki energii elektrycznej – rynki energii elektrycznej, w tym rynki pozagiełdowe i giełdy energii elektrycznej, rynki służące handlowi energią, zdolnościami wytwórczymi, bilansowaniem i usługami pomocniczymi w dowolnych przedziałach czasowych, w tym rynki terminowe, dnia następnego i dnia bieżącego”  W ocenie TGE na gruncie projektu możliwe są dwie interpretacje dot. statusu agregatora. Powołując się na definicję przedsiębiorstwa energetycznego, przywołaną powyżej – można wyprowadzić wniosek, że agregator powinien być przedsiębiorcą energetycznym. Zakładając jednak, że agregator może, ale nie musi być przedsiębiorcą energetycznym, TGE wskazuje, iż dopuszczenie do rynku energii elektrycznej w odniesieniu do giełdy energii elektrycznej – takiego podmiotu będzie implikowało konieczność zmiany ustawy o giełdach towarowych, w sposób gwarantujący możliwość uczestniczenia agregatorów w obrocie giełdowym, w tym rozliczenia transakcji giełdowych. Tym samym, w ocenie TGE projekt wymagałby rozszerzenia o ew. zmiany ustawy o giełdach towarowych.  Dodatkowo, TGE zwraca uwagę, iż projekt dopuszczając agregatorów do rynków energii elektrycznych powinien analogiczny przepis jak art. art. 5b3 pkt 1) projektu ustawy sformułować również w stosunku wytwórców w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii. | **Uwaga nieuwzględniona**  Agregatorem musi być przedsiębiorstwo energetyczne. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Wprowadzone w projekcie rozwiązanie polegające na ponoszeniu przez agregatora odpowiedzialności finansowej za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym, jest niezgodne z fundamentalną zasadą odpowiedzialności za bilansowanie opartej na założeniu, że dla każdego zasobu przyłączonego do sieci (modułu wytwarzania energii, magazynu energii elektrycznej lub instalacji odbiorczej), określa się jeden podmiot, który ponosi odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie tego zasobu. Określenie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie jest dokonywane bezpośrednio lub pośrednio, np. poprzez sprzedawcę w przypadku odbiorców końcowych (art. 5 ust. 2a ustawy - Prawo energetyczne), niemniej jednak każdorazowo spełniony jest warunek, że wyłącznie jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie odpowiada finansowo za niezbilansowanie danego zasobu, niezależnie od tego jaka jest przyczyna niezbilansowania. Wprowadzenie odpowiedzialności finansowej agregatora za niezbilansowanie, w zakresie w jakim je powoduje w systemie elektroenergetycznym, skutkowałoby naruszeniem powyższej zasady i wprowadziłoby możliwość wystąpienia dwóch podmiotów odpowiedzialnych za niezbilansowanie danego zasobu – w przypadku, gdy agregator nie jest jednocześnie sprzedawcą albo standardowo wskazanym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie. Ponieważ nie jest możliwe wyznaczenie wielkości niezbilansowania przyporządkowanej do różnych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie tego samego zasobu, to w przypadku ustanowenia więcej niż jednego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie tego samego zasobu nie byłoby możliwe dokonanie poprawnego rozliczenia niezbilansowania tego zasobu.  W związku z powyższym należy utrzymać zasadę, że dla danego zasobu określa się wyłącznie jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie.  Działanie agregatora ma wpływ na profil zużycia, wielkość odbioru lub dostawy energii elektrycznej do systemu przez agregowane zasoby, a w konsekwencji może mieć wpływ na wielkość niezbilansowania tych zasobów, stąd zasadne jest wprowadzenie przepisów regulujących relacje pomiędzy agregatorem a sprzedawcą lub podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (art. 17 ust. 4 dyrektywy 2019/944), w celu umożliwienia poprawnej realizacji zadań przez sprzedawców i podmiot odpowiedzialny za bilansowanie.  W zakresie ponoszenia odpowiedzialności finansowej za niezbilansowanie powyższa uwaga powinna być również odpowiednio uwzględniona w odniesieniu do obywatelskich wspólnot energetycznych i odbiorców aktywnych.  Ponadto, zwracamy uwagę, że w definicji pojęcia „agregacja” słusznie zostały uwzględnione „zdolności techniczne sieci” jako warunek agregacji, przy czym powinna zostać wprowadzona delegacja do rozporządzenia systemowego celem określenia w tym rozporządzeniu szczegółowych warunków agregacji, zgodnych z zasadami poprawnego planowania i prowadzenia ruchu sieci oraz uwzględnienia wpływu działań podejmowanych na zagregowanych zasobach na bezpieczeństwo pracy sieci. Jest to warunek konieczny zapewnienia efektywnej ekonomicznie i bezpiecznej technicznie agregacji zasobów systemu dla potrzeb świadczenia różnego typu usług. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | Doprecyzowania wymaga szereg zagadnień odnoszących się do nowych mechanizmów, związanych ze wzmocnieniem roli agregatorów popytu i generacji rozproszonej. Zagadnienia wymagające doprecyzowania lub przeformułowania dotyczą m.in.:  • Określenia dokładnej roli usług agregacji. Obecnie z projekcie mamy niespójność w nazewnictwie usług: elastyczności, systemowych, zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz ograniczeniami sieciowymi. W definicji usług elastyczności jest mowa o ograniczeniach systemowych, natomiast w definicji usług systemowych jest mowa o ograniczeniach sieciowych. Celowe wydaje się wskazanie w projekcie ustawy różnic pomiędzy ograniczeniami sieciowymi a systemowymi oraz wskazanie podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie ograniczeniami.  • Zaproponowanej w projekcie definicji agregacji zakładającej m.in., że sumowanie mocy oraz energii elektrycznej odbiorców końcowych wykonuje się w celu sprzedaży i obrotu energią elektryczną. Agregatorzy obecni na polskim rynku z reguły nie posiadają koncesji na obrót energią elektryczną, stąd zasadne wydaje się doprecyzowanie intencji ustawodawcy w tym zakresie. Wprowadzenie wymogu posiadania wskazanej koncesji wpłynie na wzrost bariery wejścia na rynek.  • Wskazania w projekcie ustawy, że do świadczenia usług agregacji nie stosuje się przepisów ustawy o rynku mocy. Zapis jest nieprecyzyjny, bo dalej w dokumencie stwierdza się również, że świadczenie usług agregacji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług agregacji zawartej pomiędzy odbiorcą a agregatorem. Projekt nie definiuje co w sytuacji, w której z odbiorcą, który obecnie świadczy usługę wykonania Obowiązku Mocowego w ramach Rynku Mocy (RM) i podpisze nową umowę na świadczenie usług agregacji. Proponujemy, aby przepisy projektowanej nowelizacji doprecyzowały opisany stan faktyczny, ze względu na zakres świadczonych obecnie usług agregacji w Polsce, które są w dużej mierze skorelowane w funkcjonowaniem rynku mocy.  • Braku wskazania w projekcie ustawy czy prosument będzie mieć swobodę wyboru czy sprzedawać swoje nadwyżki energii elektrycznej do agregatora lub sprzedawcy zobowiązanego. | **Uwagi uwzględnione**   * Usunięto z definicji agregacji obrót, * Przepis dotyczący nie stosowania ustawy o rynku mocy został doprecyzowany |
|  | Uwaga ogólna | Towarowa Giełda Energii | 1) TGE wskazuje, iż zakres projektu ustawy powinien obejmować – oprócz zmian w ustawie Prawo energetyczne, ustawie o odnawialnych źródłach energii – również zmiany ustawy o giełdach towarowych, w zakresie opisanym w pkt. 1 uwag ogólnych, jak również w uwagach szczegółowych, jak poniżej. W związku z powyższym rekomendujemy zmianę tytułu ustawy na: ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw.  2) TGE identyfikuje bariery w zakresie rozwoju rynku dotyczące modelu koncesji w Polsce dla obszaru obrotu i wytwarzania, szczególnie dla źródeł OZE. W związku z tym proponujemy dodatkowe zmiany (pkt. 3 i pkt. 5 uwag szczegółowych), które redukują bariery funkcjonowania podmiotów. Jest to zgodne z zapisami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r., w kontekście większej aktywności OZE w hurtowym rynku energii. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej. |
|  | Uwaga ogólna | Towarowa Giełda Energii | Prezentowane w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC 74) zmiany dotyczą w szczególności:   * Dodania do zadań operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zakupu usług systemowych niedotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej przy jednoczesnym wskazaniu, że w instrukcji operatora określona zostanie specyfikacja usług elastyczności oraz usług systemowych niedotyczących częstotliwości zamawianych przez tego operatora a operator pozyskując usługi systemowe niedotyczące częstotliwości opiera się na przejrzystych i niedyskryminacyjnych procesach rynkowych; * Dodania do zadań operatora systemu dystrybucyjnego uprawnień do stosowania poleceń wyłączenia jednostki wytwórczej innej niż mikroinstalacja, wykorzystującej energię wiatru lub słońca, przyłączoną do sieci dystrybucyjnej lub polecenie zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą. Jednocześnie, co zostało podkreślone w uzasadnieniu, zgodnie z art. 13 ust 2 i 3 rozporządzenia 2019/943, redysponowanie powinno w pierwszej kolejności odbywać się na zasadach rynkowych.   Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom by operator systemu dystrybucyjnego pozyskiwał usługi w oparciu o procesy rynkowe, proponujemy podejście, w którym wyżej wymienione usługi, w tym uprawnienia do stosowania poleceń dyspozytorskich względem jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru lub słońca, mogły być przedmiotem obrotu giełdowego, gwarantując przejrzystość i niedyskryminacyjność procesu. W tym celu proponujemy wprowadzenie poniższych zmian w ustawie o giełdach towarowych.  Jednocześnie TGE zwraca uwagę na równolegle toczący się proces nowelizacji ustawy o giełdach towarowych w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy (UC42).  W uwagach szczegółowych poniżej - przedstawiamy wersję przepisów ustawy o giełdach towarowych.  Dodatkowo, TGE wnosimy uwagę ogólną w zakresie konieczności rozstrzygnięcia w sprawie podejścia do stosowania procedur Prawa zamówień publicznych w odniesieniu do usług zamawianych przez operatora systemu dystrybucyjnego, w szczególności gdy usługi te zamawiane na rynkach organizowanych przez spółkę prowadzącą giełdę towarową. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Zmiany ustawowe zakładają stopniową ewolucję systemu dystrybucyjnego w kierunku jego maksymalnej elastyczności opartej o dedykowane usługi i narzędzia. Zmiany w art. 9g ust. 5c ustawy - Prawo energetyczne, zakładają powstanie szczegółowego katalogu oraz specyfikacji tych usług oraz narzędzi. Stąd postulujemy, aby dedykowane rozporządzenie wykonawcze w tym zakresie było konsultowane publicznie równolegle do niniejszego projektu ustawy. Znajomość treści założeń tego dokumentu jest kluczowa z punktu widzenia oceny ewentualnych ryzyk, które mogą wpłynąć na działalność wytwórców i OSD w Polsce. Powinien być opracowany katalog usług elastyczności, wraz z analizą ilościowo-jakościową wpływu użycia danej usługi na działalność przykładowo rozwoju sieci w zakresie dystrybucji. Brak jednoznacznych wytycznych w tym zakresie prowadzi do dowolności w zakresie stosowania usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej. | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Projekt rozporządzenia wykonawczego zawierającego szczegółowy katalog oraz specyfikację usług elastyczności zostanie opublikowany niezwłocznie po zakończeniu prac wewnątrz MKiŚ. |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Zmiany ustawowe zakładają stopniową ewolucję systemu dystrybucyjnego w kierunku jego maksymalnej elastyczności opartej o dedykowane usługi i narzędzia. Zmiany w art. 9g ust. 5c ustawy - Prawo energetyczne, zakładają powstanie szczegółowego katalogu oraz specyfikacji tych usług oraz narzędzi. Stąd postulujemy, aby dedykowane rozporządzenie wykonawcze w tym zakresie było konsultowane publicznie równolegle do niniejszego projektu ustawy. Znajomość treści założeń tego dokumentu jest kluczowa z punktu widzenia oceny ewentualnych ryzyk, które mogą wpłynąć na działalność uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce. Powinien być opracowany katalog usług elastyczności, wraz z analizą ilościowo-jakościową wpływu użycia danej usługi na działalność przykładowo rozwoju sieci w zakresie dystrybucji. Brak jednoznacznych wytycznych w tym zakresie prowadzi do dowolności w zakresie stosowania usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej. | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Projekt rozporządzenia wykonawczego zawierającego szczegółowy katalog oraz specyfikację usług elastyczności zostanie opublikowany niezwłocznie po zakończeniu prac wewnątrz MKiŚ. |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | Zmiany ustawowe zakładają stopniową ewolucję systemu dystrybucyjnego w kierunku jego maksymalnej elastyczności opartej o dedykowane usługi i narzędzia. Zmiany w art. 9g ust. 5c ustawy - Prawo energetyczne, zakładają powstanie szczegółowego katalogu oraz specyfikacji tych usług oraz narzędzi. Stąd postulujemy, aby dedykowane rozporządzenie wykonawcze w tym zakresie było konsultowane publicznie równolegle do niniejszego projektu ustawy. Znajomość treści założeń tego dokumentu jest kluczowa z punktu widzenia oceny ewentualnych ryzyk, które mogą wpłynąć na działalność OSD w Polsce. Powinien być opracowany katalog usług elastyczności, wraz z analizą ilościowo-jakościową wpływu użycia danej usługi na działalność przykładowo rozwoju sieci w zakresie dystrybucji. Brak jednoznacznych wytycznych w tym zakresie prowadzi do dowolności w zakresie stosowania usług elastyczności jako alternatywnych rozwiązań wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej. | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Projekt rozporządzenia wykonawczego zawierającego szczegółowy katalog oraz specyfikację usług elastyczności zostanie opublikowany niezwłocznie po zakończeniu prac wewnątrz MKiŚ. |
|  | Uwaga ogólna | Energy Solution Sp. z o.o. | Opierając się na naszych doświadczeniach z ostatnich miesięcy uważamy, że krokiem w dobrą stronę byłoby dodanie do omawianego projektu nowych zapisów chroniących odbiorców końcowych. Chodzi o sytuacje, w których Operator Systemu Dystrybucyjnego przekracza ustawowy termin na wydanie warunków przyłączeniowych. Dotychczas jedynym organem, który posiadał sprawczość pozwalającą na przełamanie impasu w przypadku odmowy wydania takich warunków był Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, który na wniosek odbiorcy przyglądał się sprawie i interweniował w zakresie swoich możliwości. Nierzadko zdarzają się jednak sytuacje, w których odbiorca pomimo złożenia należytego wniosku nie uzyskuje żadnej odpowiedzi lub czas uzyskania warunków przekracza terminy ustawowe, przy czym Operator Systemu Dystrybucyjnego nie ponosi konsekwencji swoich ewidentnych niedopatrzeń.  W związku z tym proponujemy wprowadzenie mechanizmu chroniącego wszystkich odbiorców, którzy mogliby znaleźć się w takiej sytuacji, poprzez automatyczne nałożenie odpowiedzialności finansowej na OSD, który nie wywiązuje się ze swoich obowiązków, bardzo często pozostawiając swoich potencjalnych odbiorców w niepewności oraz narażając ich na straty finansowe. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Prezes URE posiada wszystkie niezbędne środki do zapewnienia egzekwowania przepisów o terminach przyłączenia do sieci.  Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że nałożenie automatycznej odpowiedzialności finansowej OSD nie jest możliwe do zrealizowania, albowiem ustawa – Prawo energetyczne przewiduje możliwość przedłużenia terminów określonych w art. 7 w sytuacjach o których mowa w art. 7 ust. 8g6  oraz ust. 8g7. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązkudo przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | PTPiREE | Niezwykle istotna jest harmonizacja terminów wprowadzania zmian w rozporządzeniach i Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji OSP i OSD w związku z wprowadzaniem kompleksowych zmian wynikających z implementacji dyrektywy rynkowej i przedstawionych w opiniowanym projekcie.  Dla przykładu, w art. 11 zaproponowano 120 dniowy termin dla aktualizacji IRiESD. W terminie tym zawiera się również okres na proces konsultacji publicznych (nie krócej niż 45 dni). Mając na uwadze zakres i obszerność zmian IRiESD w celu dostosowania zapisów instrukcji do zmienionych przepisów uPE, termin ten jest zbyt krótki.  Ponadto należy wziąć pod uwagę następujące aspekty:  - określenie, a następnie nabywanie usług elastyczności powiązane jest z zastępowaniem inwestycji w planach rozwoju, więc potrzebna jest aktualizacja wytycznych Prezesa URE, w jaki sposób je uwzględniać w PR  - usługi elastyczności mają być w pierwszej kolejności określone w Rozporządzeniu, a na jego wydanie określono termin 24 miesięcy  - IRiESD powinna być spójna z IRiESP, więc nie powinna być opracowywana równolegle,  - wprowadzenie „piaskownic regulacyjnych” w celu testowania m.in. pozyskiwania usług elastyczności (art. 24b); efekty z realizacji projektów działających w formie piaskownic mają posłużyć do określenia modelu funkcjonowania rynku usług elastyczności i w konsekwencji sformułowania przepisów rozporządzenia i instrukcji. | **Uwaga nieuwzględniona**  Należy zauważyć, że termin 24 miesięcy na wydanie przedmiotowego rozporządzenia to maksymalny termin, ale ze względu na fakt, że rozporządzenie stanowi implementację Dyrektywy 2019/944, planowane jest jego wydanie w możliwie najszybszym terminie po wejściu w życie ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | Brak jest określonych zasad na jakich opierać się ma umowa o świadczenie usług dystrybucji ze wspólnotą energetyczną. W związku z tym istnieje uzasadnione ryzyko obciążania kosztami osieroconymi (koszty opłat dystrybucyjnych i utrzymania sieci dystrybucyjnej) pozostałych odbiorców. Może to być odczytywane jako działanie dyskryminujące (faworyzujące jedną grupę użytkowników systemu). | **Uwaga nieuwzględniona**  Stawki opłat dystrybucyjnych są zatwierdzane przez URE, uregulowanie zasad finansowych mogłoby prowadzić do nadregulacji - obowiązuje zasada swobody umów; |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | Należy wprowadzić okres przejściowy dla wejścia w życie zapisów dotyczących Planów rozwoju OSD, proponujemy termin wejścia w życie regulacji w tym zakresie od 1 stycznia 2025 r. OSD muszą ponieść duże nakłady pracy na dostosowanie się do wymagań/szablonów URE. Dopiero po publikacji wymagań oraz wytycznych będzie możliwość rozpoczęcia prac dostosowujących. | **Uwaga częściowo uwzględniona**  Należy wskazać, że uwzględniono uwagę dot. zapewnienia niezbędnego czasu dla przedsiębiorstw do zapoznania się i wdrożenia wytycznych. Aby zapewnić równowagę między interesem przedsiębiorstw energetycznych a potrzebą wprowadzenia przedmiotowej regulacji, zmieniono termin określony w art. 23 ust. 3 na 9 miesięcy. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | W projektowanym art. 16 ustawy - Prawo energetyczne wprowadzono zmiany skutkujące istotnym skróceniem okresów pomiędzy aktualizacjami planu rozwoju sieci przesyłowej, tj. z aktualnych 3 lat do 2 lat. Będzie się to wiązało z koniecznością odpowiedniego dostosowania procesu planowania, w szczególności w zakresie zasobowym. W związku z tym w ocenie skutków regulacji powinny zostać uwzględnione dodatkowe koszty związane z operacjonalizacją przedmiotowej regulacji. | **Uwaga nieuwzględniona**  Projektowany przepis ma na celu ujednolicenie sporządzania  aktualizacji dla wszystkich operatorów i wynika z art. 32 ust. 3 Dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym rozwój systemu dystrybucyjnego musi bazować na przejrzystym planie rozwoju sieci, publikowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego przynajmniej co dwa lata i przedkładanym organowi regulacyjnemu. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | OSD powinni zostać zobligowani do informowania na etapie wydawania warunków przyłączeniowych do informowania wytwórców, o jaką moc OSD planuje graniczenia dla wytwórcy. Jest to niezbędna informacja dla inwestora pozwalająca na wiarygodną ocenę opłacalności danej inwestycji. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi | **Operatorzy systemów dystrybucyjnych**  W ocenie Fundacji przedstawiony Projekt nowelizacji nie zawiera propozycji skutecznych rozwiązań występujących w sieciach niskiego napięcia szczególnie uwidaczniający się przekroczeniami dopuszczalnych napięć. Odpowiedź na trudności Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD) związane z dynamicznym wzrostem przyłączanych do sieci nowych instalacji prosumenckich, powinny stanowić mechanizmy wspierające zwiększenie elastyczności oraz rozwój sieci przesyłowych przez OSD, a nie poprzez spowalnianie lub ograniczanie rozwoju odnawialnych źródeł energii. W szczególności, by zachować zgodność z celami Dyrektywy 2018/2001 oraz Dyrektyw 2019/944, OSD powinni zostać zobowiązani do aktywnego mapowania oraz strategicznego planowania wykorzystania nowych źródeł mocy z instalacji prosumenckich, a także do preferencyjnego ich traktowania. OSD powinny dążyć do pełnego wykorzystania obecnych możliwości technicznych instalacji prosumenckich do stabilizacji parametrów sieci | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  MKiŚ prowadzi prace nad szczegółowymi rozwiązaniami dotyczącymi usług elastyczności, w tym w szczególności ich charakterystyki oraz możliwością wykorzystania poszczególnych odbiorców jako elementu zapewniającego elastyczność sieci, np. poprzez agregację. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM Polska Miedź | Postulaty dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu:  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku do przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy,  - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną,  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelska społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh..  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Postulaty dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu:  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązkudo przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy,  - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną,  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelska społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh..  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Postulaty dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu:  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązkudo przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy,  - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną,  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelska społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh..  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Nowelizacja z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne wprowadziło do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych.  1) Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków:  • przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego;  • ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń;  • określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów.  Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mającej na celu dostosowanie przepisów do rzeczywiście występujących okoliczności. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną. | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh.  Uwagi 4-7 wraz z uzasadnieniem oraz z propozycjami przepisów zostały szerzej przedstawione poniżej w uwagach szczegółowych (pozycje 2, 3, 13 i 14). | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Postulaty w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych w zakresie konsultowanego projektu:  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązkudo przedłożenia odbiorcy końcowemu z którym zawierana jest umowa sprzedaży energii elektrycznej najpóźniej w dniu zawarcia, streszczenie kluczowych postanowień umowy,  - wyłączenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku zawarcia umowy dystrybucyjnej z obywatelską społecznością energetyczną,  - wyłączenie sprzedawcy energii elektrycznej, będącego jednocześnie operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, względem którego została wydana decyzja o uznaniu systemu za zamknięty system dystrybucyjny z zakresu podmiotowego obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Brak jest uzasadnienia do wyłączenia takiego sprzedawcy z obowiązku informowania o essentialia negotii umowy, obowiązku zawierania umowy z obywatelska społecznością energetyczną, oraz z obowiązku przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh..  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej.  Nowelizacja z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne wprowadziło do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych.     1. Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków:  * przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego; * ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń; * określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów. Ponadto proponuje się przepisy mające na celu.      1. Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W związku z tym proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mających na celu dostosowanie przepisy do rzeczywiście występujących okoliczności. | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej.  Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kierunku znoszenia obciążeń regulacyjnych dla takiej infrastruktury.   1. Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków:  * przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego, * ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń, * określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów.   Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. przepisy warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mające na celu dostosowanie przepisów do rzeczywiście występujących okoliczności. | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM Polska Miedź | Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej.  Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kierunku znoszenia obciążeń regulacyjnych dla takiej infrastruktury.  1) Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków:  • przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego,  • ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń,  • określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234) w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów.  2) Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. przepisy warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mające na celu dostosowanie przepisów do rzeczywiście występujących okoliczności. | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Kluczowy postulat ogólny w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych mający związek z przepisami dyrektywy rynkowej.  Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. wprowadziła do polskiego porządku prawnego zamknięte systemy dystrybucyjne. Niezależnie od powyższych uwag ogólnych odnoszących się do pracy zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kontekście projektowanych przepisów proponujemy kontynuację rozwoju otoczenia prawnego dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych w kierunku znoszenia obciążeń regulacyjnych dla takiej infrastruktury.   1. Proponuje się zwolnienie zamkniętych systemów dystrybucyjnych z określonego zakresu obowiązków:  * przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego, * ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy – proponuje się przepisy mające na celu umożliwienie ZSD ustalanie opłat za przyłączenie na podstawie indywidualnych ustaleń, * określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320, z 2021 r. poz. 234)   w celu usprawnienia pracy zamkniętych systemów.   1. Wprowadzone do ustawy – Prawo energetyczne w drodze nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. przepisy warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać. W konsekwencji proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 9dc w ust 2. mające na celu dostosowanie przepisów do rzeczywiście występujących okoliczności. | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak jest podstawy do takich wyłączeń w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | W kontekście ostatniej nowelizacji Prawa Energetycznego (ustawa z dnia 20 maja 2021 r.) i planowanego uruchomienia CSIRE, w których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON będą niezbędne do wymiany informacji z CSIRE wystąpi konieczność pozyskiwania ww. danych przy zawieraniu/modyfikacji/rozwiązywaniu/rozliczaniu umów z odbiorcami końcowymi. Obecny stan prawny stanowi o konieczności wykorzystywania tylko niezbędnych danych klienckich w umowach sprzedaży, dystrybucji i kompleksowych, w świetle których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON mogą być traktowane jako dane nadmiarowe, w związku z czym nie możemy odmówić zawarcia ww. umów w przypadku braku podania tych danych przez klienta. Proponujemy zatem modyfikację przepisów poprzez dodanie obowiązku zawierania w tych umowach numerów PESEL/NIP/REGON lub dokumentu tożsamości (w przypadku osób nieposiadających numeru PESEL/ NIP). Proponowane rozwiązanie jednoznacznie przesądzi o uprawnieniu przedsiębiorstw energetycznych do pobierania ww. danych od odbiorców końcowych, m. in. dla celów jednoznacznej identyfikacji odbiorcy, także w kontekście uruchomienia CSIRE. Proponowana zmiana wprowadzi wymóg analogiczny jak np. przy umowach zawieranych z abonentami, zgodnie z ustawą Prawo Telekomunikacyjne. | **Uwaga nieuwzględniona**  Ustawa nie jest miejscem na regulowanie aż tak szczegółowych zagadnień. Wystarczą w tym zakresie postanowienia IRiESP (Standardy Wymiany Informacji). System CSIRE wejdzie w życie 1 lipca 2024 r. i wtenczas dopiero będzie możliwe zbieranie takich danych na potrzeby zawarcia umowy. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W kontekście ostatniej nowelizacji Prawa Energetycznego (ustawa z dnia 20 maja 2021 r.) i planowanego uruchomienia CSIRE, w których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON będą niezbędne do wymiany informacji z CSIRE wystąpi konieczność pozyskiwania ww. danych przy zawieraniu/modyfikacji/rozwiązywaniu/rozliczaniu umów z odbiorcami końcowymi. Obecny stan prawny stanowi o konieczności wykorzystywania tylko niezbędnych danych klienckich w umowach sprzedaży, dystrybucji i kompleksowych, w świetle których dane identyfikacyjne PESEL/NIP/REGON mogą być traktowane jako dane nadmiarowe, w związku z czym nie możemy odmówić zawarcia ww. umów w przypadku braku podania tych danych przez klienta. Proponujemy zatem modyfikację przepisów poprzez dodanie obowiązku zawierania w tych umowach numerów PESEL/NIP/REGON lub dokumentu tożsamości (w przypadku osób nieposiadających numeru PESEL/ NIP). Proponowane rozwiązanie jednoznacznie przesądzi o uprawnieniu przedsiębiorstw energetycznych do pobierania ww. danych od odbiorców końcowych, m. in. dla celów jednoznacznej identyfikacji odbiorcy, także w kontekście uruchomienia CSIRE. Proponowana zmiana wprowadzi wymóg analogiczny jak np. przy umowach zawieranych z abonentami, zgodnie z ustawą Prawo Telekomunikacyjne. | **Uwaga nieuwzględniona**  Ustawa nie jest miejscem na regulowanie aż tak szczegółowych zagadnień. Wystarczą w tym zakresie postanowienia IRiESP (Standardy Wymiany Informacji). System CSIRE wejdzie w życie 1 lipca 2024 r. i wtenczas dopiero będzie możliwe zbieranie takich danych na potrzeby zawarcia umowy. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | W zakresie zmian dotyczących terminu zmiany sprzedawcy niewłaściwe jest wskazanie operatora informacji rynku energii (OIRE) jako odpowiedzialnego za procedurę zmiany sprzedawcy. Zgodnie z koncepcją urzeczywistnioną w przepisach ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, OIRE nie realizuje żadnych procesów rynku energii, lecz jedynie ewidencjonuje ich zaistnienie w centralnym systemie informacji rynku energii (CSIRE). Zgodnie z zakresem zadań przypisanych OIRE, ma on wspierać realizację procesów rynku energii, nie zaś realizować procesy rynku energii.  Zarejestrowanie informacji o zmianie sprzedawcy w CSIRE nie determinuje realizacji procesu zmiany sprzedawcy – zaświadcza jedynie kto ma prawo dostępu do informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych z danego punktu poboru energii. Tym bardziej OIRE (rola) czy CSIRE (system) nie może realizować żadnych technicznych procedur zmiany sprzedawcy, gdyż nie jest stroną w relacjach z odbiorcą końcowym, ani nie świadczy żadnych usług w procesie dostarczania energii.    W związku z powyższym wskazanie operatora informacji rynku energii (OIRE) jako odpowiedzialnego za procedurę zmiany sprzedawcy w propozycji przepisów art. 1 pkt 3 lit b (dotyczących zmiany art. 4j ustawy – Prawo energetyczne) nie jest właściwe.    W zakresie przepisów dotyczących zmiany sprzedawcy uzasadnione jest, aby jednodniowa procedura zmiany sprzedawcy została uruchomiona nie w 2026 r., lecz razem z uruchomieniem CSIRE. Pozwoliłoby to na kompletną reformę rynku detalicznego wcześniej oraz w jednym kroku. | **Uwaga nieuwzględniona**  Nieprawidłowe funkcjonowanie CSIRE oraz OIRE może uniemożliwić zmianę sprzedawcy w proponowanym terminie. OIRE powinien również być odpowiedzialny za prawidłowy przebieg procesu zmiany sprzedawcy.  Nie jest wskazane narzucanie ambitniejszych terminów na zmianę sprzedawcy aniżeli wynika to z przepisów prawa UE. Niedopełnienie obowiązku przez operatorów wiąże się z ich odpowiedzialnością. |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Z perspektywy sprzedawcy, zaproponowane zmiany powodować będą konieczność poniesienia znacznych nakładów finansowych na dostosowanie systemów informatycznych wspierających obsługę, rozliczenia oraz komunikację z odbiorcami. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga ma charakter ogólny i nie zawiera szczegółowej propozycji – koszty sprzedawców są uwzględniane w taryfach na sprzedaż energii elektrycznej. |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | W naszej ocenie terminy wejścia w życie proponowanych zmian, w związku m.in. z koniecznością dostosowania systemów informatycznych i zmian organizacyjnych u sprzedawców, powinny zostać wydłużone. | **Uwaga uwzględniona**  Terminy zostaną zmienione |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przy wdrożeniu art. 18 dyrektywy 2019/944 proponuje się uwzględnić również przepisy zawarte w Załączniku nr 1 do dyrektywy, które m.in. w pkt. 2 określają częstość rozliczeń i dostarczanie informacji o rozliczeniach, zależnie od dostępności u odbiorcy końcowego licznika zdalnego odczytu. | Załącznik nr I zostanie uwzględniony przy wdrażaniu art. 18 dyrektywy. |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | W art. 1 projektu ustawy (UC74) wprowadza się zmianę dodając w art. 5 ust. 3a sformułowanie „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.” Projekt ustawy nie precyzuje czy dla gospodarstw domowych nie przewiduje się możliwości zawierania umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej. Zgodnie z nomenklaturą stosowaną w projekcie umowa taka jest określana umową sprzedaży. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Pozytywnie oceniamy wprowadzenie rozwiązania posiadania jedynie umowy kompleksowej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. Model ten przyniesie korzyści odbiorcom końcowych na rynku energii. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Ustawa zawiera zapowiedź długo oczekiwanej przez odbiorców możliwości poszerzenia aktywnego uczestnictwa w rynkach energii, rynku bilansującym i rynku usług systemowych, dopełniające możliwości funkcjonowania odbiorców w rynku mocy, w którym brak wynagrodzenia za redukcję miał być kompensowany możliwością aktywnego uczestnictwa w rynku energii, rynku bilansującym i usług systemowych już od 1 stycznia 2021 roku. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Ustawa zawiera zapowiedź długo oczekiwanej przez odbiorców możliwości poszerzenia aktywnego uczestnictwa w rynkach energii, rynku bilansującym i rynku usług systemowych, dopełniające możliwości funkcjonowania odbiorców w rynku mocy w którym brak wynagrodzenia za redukcję miał być kompensowany możliwością aktywnego uczestnictwa w rynku energii, rynku bilansującym i usług systemowych już od 1 stycznia 2021 r. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że polscy przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności staja się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że polscy przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności staja się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że polscy przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności staja się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Zwiększenie wykorzystania możliwości aktywnych odbiorców na rynku energii jest kluczowe w ramach działań na rzecz ochrony klimatu, a zwłaszcza coraz większego udziału źródeł OZE i coraz częściej występujących ekstremalnych warunków klimatycznych. Niestety jak mogliśmy się niedawno przekonać również wielkoskalowe źródła konwencjonalne mogą być zawodne. Także istotne jest wykorzystanie wszystkich możliwości zapewnienia rezerw mocy i rezerw elastyczności, a wykorzystanie możliwości odbiorców w tym zakresie pozwala na ograniczenie znaczących kosztów, strat sieciowych i jest jednocześnie znacznie przyjaźniejsze dla środowiska. Istotne jest także, że przedsiębiorcy zarabiając na swojej aktywności staja się także bardziej konkurencyjni i rośnie ich bezpieczeństwo dostaw. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | KGHM Polska Miedź | KGHM postuluje doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego. | **Uwaga ogólna**.  Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | FOEEiG postuluje doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego. | **Uwaga ogólna**.  Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego. | **Uwaga ogólna**.  Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Postulujemy doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego | **Uwaga ogólna**.  Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona |
|  | Uwaga ogólna | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Postulujemy doprecyzowanie definicji odbiorcy aktywnego. | **Uwaga ogólna**.  Definicja odbiorcy aktywnego została zmieniona |
|  | Uwaga ogólna | Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć | Proponowane w projekcie regulacje mające wprowadzić na polski rynek Obywatelskie Społeczności Energetyczne (OSE) nie obejmują jednego, ale absolutnie fundamentalnego postulatu – w ustawie należy zapisać, że społeczności te będą funkcjonowały w oparciu o odnawialne źródła energii. Za chwilę, z dniem 30.06.2021, Polska musi wdrożyć dyrektywę RED II, która również obliguje państwa do wprowadzenia społeczności energetycznych, ale opartych na OZE. Mając na uwadze porządek i przejrzystość prawa, a następczo samego rynku, należy dokonać łącznej transpozycji dyrektyw IEMD i RED II, czego wyrazem będzie wprowadzenie regulacji dla obywatelskich społeczności energetycznych działających w oparciu o OZE. Taki kierunek wynika z logiki interpretacji prawa, jak również z aktualnej polityki UE, w tym prac nad dostosowaniem m.in. obu powyższych dyrektyw do ambitniejszego celu redukcji emisji do roku 2030 (tzw. pakiet „Fit-for-55%). | **Uwaga uwzględniona**  Projekt ustawy wprowadza ramy prawne dla funkcjonowania obywatelskiej społeczności energetycznej, która wdraża dyrektywę 2019/944 i dyrektywę 2018/2001 w zakresie społeczności energetycznych. |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Regulacji Energetyki | Projektowane regulacje w zakresie obywatelskich społeczności energetycznych (OSE) budzą liczne wątpliwości. I tak, już projektowana definicja nie koresponduje z brzmieniem art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym obywatelska społeczność energetyczna oznacza osobę prawną, która:  a) opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i która jest skutecznie kontrolowana przez członków lub udziałowców będących osobami fizycznymi, organami samorządowymi, w tym gminami, lub małymi przedsiębiorstwami;  b) ma za główny cel zapewnienie nie tyle zysków finansowych, co raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców lub obszarów lokalnych, na których prowadzi ona działalność; oraz  c) może zajmować się wytwarzaniem, w tym ze źródeł odnawialnych, dystrybucją, dostawami, zużywaniem, agregacją lub magazynowaniem energii, świadczeniem usług w zakresie efektywności energetycznej lub ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczeniem innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom.  Definicja zaproponowana w projekcie nie zawiera jakichkolwiek ograniczeń podmiotowych wobec członków lub udziałowców, w konsekwencji definicję tę może wypełniać OSE złożona wyłącznie ze średnich lub dużych przedsiębiorstw. Zatem idea obywatelskiej społeczności energetycznej może zostać wypaczona. Projektowane regulacje nie „przenoszą” ograniczenia z dyrektywy, dotyczącego świadczenia usług członkom lub udziałowcom OSE. Brakuje m.in. wskazania, że przez udziałowca OSE rozumie się także wspólnika spółki osobowej Z projektowanych przepisów wynika m.in. iż obywatelska społeczność energetyczna może zajmować się także dystrybucją energii elektrycznej, jednakże brak jednoznacznego wskazania, że w przypadku zamiaru podjęcia działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wymagane jest uzyskanie przez społeczność koncesji na dystrybucję energii elektrycznej jak i wyznaczenie jej na operatora sieci. Należy podkreślić, że art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, a w szczególności zawarte w nim wyłączenia z obowiązku posiadania koncesji, nie umożliwiają obywatelskiej społeczności energetycznej prowadzenia działalności, określonych w tym przepisie, bez posiadania stosownych koncesji. Projektowane przepisy dotyczące wpisu społeczności do stosownego rejestru nie mogą być traktowane jako podstawa zwolnienia z obowiązku posiadania stosownych koncesji, a w konsekwencji operatorstwa w przypadku prowadzenia działalności dystrybucyjnej. Jest to także uzasadnione brzmieniem proponowanego art. 11w Prawa energetycznego zgodnie z którym członek, udziałowiec lub wspólnik obywatelskiej społeczności energetycznej zachowuje prawa i obowiązki wynikające z jego statusu jako odbiorcy końcowego, w tym odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wynikające z przepisów ustawy.  Projektowane regulacje art. 11x i art. 11zc ustawy wskazują, że działalność obywatelskiej społeczności energetycznej jest ograniczona do obszaru działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami lub wspólnikami tej społeczności, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora, co oznacza, że w przypadku prowadzenia działalności w zakresie dystrybucji przez społeczność może być ona wykonywana tylko na sieciach, na których społeczność jest operatorem i może realizować dostawy wyłącznie do swoich członków i udziałowców.  Mając na uwadze, że dyrektywa w preambule wskazuje, że wszystkie obowiązki wynikające z tego aktu muszą być realizowane przez wszystkie podmioty, a więc także OSE, za niezgodne z dyrektywą należałoby uznać zwolnienie z obowiązku uzyskania koncesji lub statusu operatora sieci dystrybucyjnej, do której są przyłączeni odbiorcy przez jakikolwiek podmiot w tym OSE.  Wejście w życie ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093) powoduje, że obowiązki wskazane w tej ustawie powinny być realizowane także przez OSE, w tym obowiązki w zakresie przekazywania danych pomiarowych i rozliczeń przez CSIRE.  Należy ponadto zauważyć, że dyrektywa w artykule 6 ust. 3 wymaga aby obywatelskie społeczności energetyczne zarządzające sieciami dystrybucyjnymi spełniały wymagania określone w tym przepisie dyrektywy (zapewnienie dostępu stron trzecich do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego).  Pozostałe uwagi do treści projektowanych przepisów dotyczących OSE zawarto w uwagach szczegółowych. | **Uwaga uwzględniona**  Definicja ose została zmieniona.  Zgodnie z dyrektywą członkami ose mogą być podmioty różnego rodzaju jednak uprawnienia kontrolna i decyzyjne muszą przysługiwać enumeratywnie określonym podmiotom zatem nie może dojść do wypaczenia idei ose.  Posiadanie koncesji na dystrybucję odbywałoby się na zasadach ogólnych, tak jak np. w klastrach energii. |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | W projekcie ustawy wprowadza się nowe rozdziały 2c i 2d (Rozdział 2c Obywatelskie społeczności energetyczne oraz Rozdział 2d Odbiorca aktywny) które dublują te same numery rozdziałów i przepisów wprowadzone w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne z 15 kwietnia 2021 r. (Rozdział 2c Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii). Podobnie, projekt ustawy powiela definicje, które zostały już wprowadzone ustawą z dnia (np. art. 3 pkt 10k) magazyn energii elektrycznej). | **Uwaga uwzględniona**  Jednostka redakcyjna została zaktualizowana |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | W projekcie ustawy wprowadza się nowe rozdziały 2c i 2d (Rozdział 2c Obywatelskie społeczności energetyczne oraz Rozdział 2d Odbiorca aktywny) które dublują te same numery rozdziałów i przepisów wprowadzone w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (Rozdział 2c Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii). Podobnie, projekt ustawy powiela definicje, które zostały już wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. (np. art. 3 pkt 10k) magazyn energii elektrycznej). | **Uwaga uwzględniona**  Jednostka redakcyjna została zaktualizowana |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | W projektowanych przepisach dot. obywatelskich społeczności energetycznych brakuje uregulowań w zakresie sposobu ukształtowania relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną. Rodzić to może później liczne wątpliwości praktyczne, chociażby w zakresie tego, w jaki sposób winny być prowadzone rozliczenia pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną i jej poszczególnymi członkami. Proponujemy się zatem doprecyzowanie przepisów projektu ustawy o ww. kwestie lub delegowanie ich na poziom rozporządzenia wykonawczego. | **Uwaga nieuwzględniona**  Relacje pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład ose regulować będzie statut lub umowa.  Realizacja innych działań przez ose będzie odbywać się na podstawie przepisów ogólnych np. uPE. Tak jak ma to miejsce w klastrach, których przedmiot działalności pokrywa się po części z tym przewidzianym dla ose (wytwarzanie i równoważenie  zapotrzebowania, dystrybucja lub obrot energią z oze  lub z innych źródeł lub paliw) |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Składająca uwagi podnosi, że w świetle w szczególności regulacji wprowadzających obywatelskie społeczności energetyczne, które w założeniu projektu mogą działać m.in. w formie spółdzielni w rozumieniu ustawy prawo spółdzielcze, konieczne jest uregulowanie instytucji „spółdzielni energetycznej” w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii. Instytucja w swojej obecnej formie nie spełnia żadnej funkcji (od początku istnienia regulacji powstała w Polsce jedna spółdzielnia energetyczna – w maju 2021), a wprowadzane obecnie regulacje mogą potencjalnie powodować dodatkowy chaos legislacyjny poprzez współistnienie niedziałających „spółdzielni energetycznych” oraz spółdzielni, które realizują działania obywatelskiej społeczności energetycznej. Składająca uwagi podnosi, że konieczna jest w tym zakresie przemyślana i dostosowana do uwarunkowań i potrzeb rynku, która regulacje RED II i uprawnienia podmiotów działających w zakresie energii z odnawialnych źródeł do społeczności energetycznych.  Składająca uwagi podnosi, że do czasu wprowadzenia kompleksowych rozwiązań w tym zakresie, celem umożliwienia funkcjonowania spółdzielni energetycznych w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii konieczna jest zmiana istniejących zapisów. Taka zmiana jest stanowi realizację w szczególności zapisów art. 16 Dyrektywy 2019/944, a tym samym mieści się w zakresie tematycznym projektowanych zmian legislacyjnych.  Składająca uwagi postuluje aby zmiany te obejmowały:  - nadanie art. 2 pkt 33a ustawie o odnawialnych źródłach energii brzmienia:  „33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2020 r. poz. 275, 568, 695, 875 i 2320) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie, zużywanie, magazynowanie i sprzedaż energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, z instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej, o ile obrót energią nie stanowi dla spółdzielni głównej działalności gospodarczej ani zawodowej;”;  - uchylenie: art. 38e ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, art. 38k ustawy o odnawialnych źródłach energii,  - nadanie art. 38g ust. 3 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii brzmienia:  „1) oświadczenie następującej treści:  „Zarząd spółdzielni oświadcza, że dane zawarte we wniosku o zamieszczenie w wykazie  spółdzielni energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą”.  - nadanie art. 38l ust. 1 pkt 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii brzmienia:  „1) w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3, niezgodne ze stanem faktycznym;”. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga poza zakresem projektu.  Spółdzielnia energetyczna działa na zasadzie opustu, co nie odpowiada modelowi sprzedaży energii przez ose.  Ewentualne zmiany w tym zakresie powinny odbyć się z uwzględnieniem uprzedniej konsultacji z interesariuszami w odrębnym projekcie legislacyjnym. |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | W projektowanych przepisach dot. obywatelskich społeczności energetycznych brakuje uregulowań w zakresie sposobu ukształtowania relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną. Rodzić to może później liczne wątpliwości praktyczne, chociażby w zakresie tego, w jaki sposób winny być prowadzone rozliczenia pomiędzy sprzedawcą a obywatelską społecznością energetyczną i jej poszczególnymi członkami. Proponujemy zatem doprecyzowanie przepisów projektu ustawy o ww. kwestie lub delegowanie ich na poziom rozporządzenia wykonawczego do uPE. | **Uwaga nieuwzględniona**  Relacje pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład ose regulować będzie statut lub umowa.  Realizacja innych działań przez ose będzie odbywać się na podstawie przepisów ogólnych np. uPE. Tak jak ma to miejsce w klastrach, których przedmiot działalności pokrywa się po części z tym przewidzianym dla ose (wytwarzanie i równoważenie  zapotrzebowania, dystrybucja lub obrot energią z oze  lub z innych źródeł lub paliw) |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Ochrony Danych Osobowych | W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę, iż przy wypracowywaniu przepisów prawa pożądane jest - w związku z przyjmowaniem podstaw prawnych przetwarzania danych osobowych - dokonywanie oceny skutków dla ochrony danych osobowych (art. 35 ust. 10 rozporządzenia 2016/679). Wykonanie takiej oceny, uwzględnienie jej wyników w treści projektowanych (stanowionych) przepisów prawa oraz zawarcie informacji o jej wynikach w ocenie skutków projektowanej regulacji lub w uzasadnieniu do projektowanej regulacji jest niezwykle pomocne - zarówno dla Projektodawcy, celem stworzenia przepisów zapewniających stosowanie przepisów rozporządzenia i dających odpowiednie gwarancje zgodności z ogólnym rozporządzeniem wykonawcom norm, jak i dla organu nadzorczego, celem oceny zaproponowanych uregulowań. Z przedstawionych przez Projektodawcę dokumentów nie wynika by ocena taka została przeprowadzana. Wsparciem dla Projektodawcy jest Inspektor Ochrony Danych (art. 37-39 rozporządzenia 2016/679) - osoba, która ze względu na posiadaną wiedzę z zakresu ochrony danych osobowych powinna wspomóc Projektodawcę w przeprowadzeniu stosownej analizy i oceny. Poprawnie przeprowadzona ocena skutków powinna wskazywać związek pomiędzy operacjami wykonywanymi na danych osobowych, z konkretnym celem ich przetwarzania. Cel przetwarzania musi być określony w przepisach prawa powszechnie obowiązującego (art. 6 ust. 3 rozporządzenia 2016/679). | **Uwaga uwzględniona częściowo.**  W myśl art. 35 ust. 10 przywołanego rozporządzenia uzasadnione jest odrębne przeprowadzanie oceny skutków dla ochrony danych osobno przez poszczególnych administratorów. Tego rodzaju podejście umożliwi stosowanie przepisów projektowanej ustawy z poszanowaniem wewnętrznej polityki bezpieczeństwa, specyfiki oraz charakteru działalności danego podmiotu. |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Ochrony Danych Osobowych | Projektodawca tworzący normy prawne powinien zapewnić, aby przepisy następnie stosowane przez administratorów były zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu 2016/679, odpowiednio do celów regulacji, za których realizację jest odpowiedzialny. Rozporządzenie ogólne o ochronie danych osobowych jest neutralne technologicznie co oznacza, że regulacje w nim zawarte nie wskazują konkretnych wytycznych odnośnie rozwiązań technologicznych czy organizacyjnych, jakie należy podjąć w celu zabezpieczenia danych osobowych. Poprzez wskazanie celu – czyli bezpieczeństwa danych osobowych, nie narzuca administratorom i podmiotom przetwarzającym ściśle określonych rozwiązań. Jednocześnie organ nadzorczy deklaruje wsparcie eksperckie na dalszych etapach prac legislacyjnych nad przedmiotowym projektem. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Niemalże na wszystkich rynkach, gdzie tego typu rozwiązania efektywnie funkcjonują, największy udział mają podmioty niezależne od dostawców (agregatorzy lub odbiorcy). Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania które będą stosowane między podstawowym dostawcą a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu systemowym standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej. Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania. |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Niemalże na wszystkich rynkach, gdzie tego typu rozwiązania efektywnie funkcjonują, największy udział mają podmioty niezależne od dostawców (agregatorzy lub odbiorcy). Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania, które będą stosowane między podstawowym dostawcą a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu systemowym standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej. Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Niemalże na wszystkich rynkach gdzie tego typu rozwiązania efektywnie funkcjonują największy udział mają podmioty niezależne od dostawców (agregatorzy lub odbiorcy). Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania które będą stosowane między podstawowym dostawcą a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej. Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania. |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Rozdzielenie funkcji podstawowego dostawcy energii dla odbiorcy bądź spółki obrotu kupującej energię od wytwórcy lub z magazynu energii w typowych warunkach funkcjonowania i zapewniających stałe warunki dostaw/ odbierania energii od roli aktywnego odbiorcy/ agregatora świadczącego usługi elastyczności bądź odpowiedzi odbioru jest bardzo istotne. Aby jednak mogli oni działać efektywnie i bez konfliktów z dostawcami trzeba jednoznacznie określić zasady rozliczania niezbilansowania, które będą stosowane między podstawowym dostawcą (w Polsce sprzedawcą) a agregatorem lub aktywnym odbiorcą biorącym okresowo udział w rynku energii, rynku bilansującym lub usługach elastyczności. Naturalnym rozwiązaniem wydaje się wskazanie w rozporządzeniu standardowego sposobu rozliczeń niezbilansowania – metody profilu historycznego z korektą poziomu lub profilu planowanego, stosowanych na rynku mocy (określonych w rozporządzeniu o wykonaniu obowiązku mocowego). | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przedmiotowa uwaga nie dotyczy zakresu projektu implementującego do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy rynkowej. Równolegle prowadzone są prace nad projektem rozporządzenia systemowego, które przewiduje rozwiązania dotyczące zasad rozliczania niezbilansowania. |
|  | Uwaga ogólna | Koordynator do spraw negocjacji | Zasadniczych uwag do projektowanych przepisów nie mam. Jednakże wobec ograniczenia zasady dobrowolności – na etapie przystąpienia do postępowania ADR – oraz znaczącego rozszerzania zakresu podmiotowego i przedmiotowego postępowań ADR prowadzonych przez Koordynatora proponuję uwzględnienie zmian, które nie padły na podany grunt przy zgłaszaniu ich w ramach konsultacji projektu UC 17 (nadal nie uchwalonego).    Wartym rozważania byłoby również zwiększenie budżetu przeznaczonego na działalność Koordynatora co umożliwiłoby zwiększenie obsady Zespołu Obsługi Koordynatora (ZOK) (przydałaby się chociażby osoba do obsługi administracyjno-sekretarskiej osób pracujących merytorycznie w ZOK, szczególnie przy zwiększonej ilości korespondencji co niewątpliwie nastąpi w skutek projektowanych zmian) funkcjonującego w strukturze URE, które to rozwiązanie – notabene – się niezbyt w toku czteroletniej praktyki sprawdzało. | **Uwaga nieuwzględniona**.  Przedsiębiorstwo, które na wcześniejszym etapie postępowania nie zaangażowało się w rozwiązanie sporu, nie będzie chciało podejmować innych działań oprócz złożenia informacji Koordynatorowi. |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Regulacji Energetyki | Na wstępie należy zauważyć, że proponowane w projekcie zmiany mają charakter niezwykle istotny i obszerny, projektowane przepisy konstytuują wiele nowych instytucji, nakładając na Prezesa URE szereg nowych obowiązków. Jednocześnie projektodawca (po raz kolejny) nie przewidział dodatkowych środków dla Prezesa URE na realizację nowych zadań. Brak środków finansowych do realizacji znacznie powiększonych kompetencji organu regulacyjnego stworzy **realne** zagrożenie zaistnienia braku możliwości do realizacji zadań organu w racjonalnych, dopuszczalnych | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Regulacji Energetyki | W związku ze zmianą rozporządzeń Komisji (UE) 2015/1222 oraz 2017/2195 należy tę zmianę uwzględnić w publikacjach wymienionych aktów | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Regulacji Energetyki | Wobec postulowanego w Strategii Wodorowej liberalnego podejścia do kwestii prowadzenia działalności gospodarczej z użyciem wodoru - zwracam uwagę na konieczność uregulowania w ustawie – Prawo energetyczne kwestii ewentualnego zwolnienia z obowiązku koncesjonowania takiej działalności. Należy zwrócić uwagę, że w obecnym stanie prawnym, prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania wodoru (który nie będzie dostarczany siecią), a także magazynowania, przesyłania lub dystrybucji oraz obrotu wodorem, zakwalifikowanym jako paliwo gazowe w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne (czyli dostarczanym za pomocą sieci gazowej) - będzie wymagało uzyskania koncesji i w konsekwencji wypełniania przez przedsiębiorcę szeregu obowiązków, które są związane z faktem posiadania koncesji. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Ze względu na dotychczasowe prace nad ostatecznym kształtem Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 na obecnym etapie jest za wcześnie na podjęcie rozstrzygnięć legislacyjnym w tym zakresie. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przepisy dotyczące magazynowania energii powinny zostać skorygowane i uzupełnione. Przede wszystkim zasadne jest uporządkowanie terminologii dotyczącej magazynów energii, magazynów energii elektrycznej, magazynowania energii i magazynowania energii elektrycznej, oraz określenie pomiędzy nimi jednoznacznych relacji wykluczających niejednoznaczność. Projekt wprowadza nowe definicje magazynowania energii i magazynu energii, i zmienia definicję magazynowania energii elektrycznej, co ma wpływ na stosowanie przepisów wprowadzonych ustawą z 20 maja 2021 r., dotyczących wyłącznie magazynowania energii elektrycznej. Projekt nie wprowadza przy tym przepisów merytorycznych dotyczących stosowania magazynowania energii i magazynu energii, poza implementacją przepisów art. 36 i 54 dyrektyw 2019/944. W szczególności uzasadnione byłoby wprowadzenie przepisów dotyczących magazynów energii w zakresie:  • przyłączenia do sieci,  • konieczności posiadania koncesji,  • rejestracji instalacji magazynowania energii,  • rozliczeń działalności w zakresie magazynowania energii (nie będących magazynowaniem energii elektrycznej).  Niezależnie od przepisów dotyczących współpracy magazynu energii z systemem elektroenergetycznym celowe jest wprowadzenie przepisów dotyczących magazynowania i wykorzystywania nośników, o których mowa w definicji magazynowania energii. | **Uwaga uwzględniona**  Projektodawca dokonał rozróżnienia na magazynowanie energii elektrycznej (magazyn energii elektrycznej) oraz magazynowanie energii (magazyn energii) ze względu konieczność posłużenia się tą drugą definicją w przepisie wdrażającym dyrektywę 2019/944 (art. 43g). Zgodnie więc z nową definicją *magazynowania energii, magazynowanie energii oznacza magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii*. **Definicja magazynowania energii (magazynu energii) została więc rozszerzona i obejmuje zarówno magazynowanie energii elektrycznej** (magazyn energii elektrycznej) rozumiane jako *odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną,* ***jak również przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii****.*  Wprowadzenie zaś definicji magazynowania energii elektrycznej (magazynu energii elektrycznej) jest konieczne ze względu na szereg przepisów mających na celu zniesienie barier w rozwoju tych technologii a wprowadzonych ustawą z dnia 20 maja 2021 r. oz mianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Przepisy te dot. m.in. opłat sieciowych, przyłączania do sieci elektroenergetycznej, opłaty mocowej, podatku akcyzowego, udziału w systemach wsparcia, taryf są stricte powiązane z koniecznością przetworzenia innego nośnika energii będącego przedmiotem magazynowania z powrotem na energię elektryczną. Tak więc do tej grupy przepisów nie mogła znaleźć zastosowania szeroka definicja magazynowania energii (magazynu energii), obejmująca także wykorzystanie energii w postaci innego nośnika.  **Definicję magazynowania energii i magazynu energii wprowadzono tylko i wyłącznie na potrzebę implementacji dyrektywy 2019/944, do której odnoszą się przepisy o ograniczeniach operatorów systemów elektroenergetycznych w posiadaniu takich instalacji. Definicja ta jest bardzo szeroka i w pełni odzwierciedla definicję magazynowania energii oraz instalacji magazynowania energii, o których mowa w dyrektywie 2019/944.**  W trakcie procedowania jest analiza na stworzenie ram prawnych dla magazynowania energii szeroko pojętego |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Energii Odnawialnej | **Magazynowanie energii**  Mając na uwadze zasady określone w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne (unbundling), wnioskujemy o wyjaśnienie, w jaki sposób operatorzy będą mogli prowadzić działalność w zakresie zarządzania wykorzystaniem zdolności magazynowych oferowanych przez podmioty trzecie w świetle przywołanych ograniczeń. Ponadto, szczególnie w przypadku rozważanych przekształceń własnościowych w grupach energetycznych obejmujących operatorów sieci dystrybucyjnej należy zapewnić, by procesy związane z dostarczeniem zasobów magazynowych miały charakter transparenty i wolnorynkowy. | **Uwaga nieuwzględniona**  Zakłada się że system prawa UE jest kompleksowy i skoro prawodawca unijny przewidział wyjątek w zakresie unbundlingu dla magazynów energii albo taka możliwość należy założyć, że uczynił to świadomie a Polska jest zobowiązana do implementacji takich rozwiązań. |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Energii Odnawialnej | **Magazynowanie energii – systemy wsparcia**  Mając na uwadze kierunek projektowanych zmian dotyczących systemu opartego na net-meteringu oraz deklaracje związane z upowszechnianiem wykorzystania magazynów energii, konieczne jest stworzenie podstaw biznesowych dla rozwoju tych instalacji. Powyższe powinno dotyczyć zarówno instalacji służących do magazynowania energii stanowiących element towarzyszący mikroinstalacji, jak również w ramach innych obszarów systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie ewentualne mechanizmy wspierające budowę zdolności magazynowych powinny zapewniać transparentny i konkurencyjny dostęp dla szerokiego grona podmiotów. | **Uwaga uwzględniona**  Przewidziane jest szersze podejście do magazynowania energii i stworzenie odpowiednich ram prawnych na podstawie zleconej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska analizy. |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie na rzecz efektywności | Mając na uwadze zasady określone w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne (unbundling), prosimy o wyjaśnienie, w jaki sposób operatorzy będą mogli prowadzić działalność w zakresie zarządzania wykorzystaniem zdolności magazynowych oferowanych przez podmioty trzecie w świetle przywołanych ograniczeń. Ponadto, szczególnie w przypadku rozważanych przekształceń własnościowych w grupach energetycznych obejmujących operatorów sieci dystrybucyjnej należy zapewnić, by procesy związane z dostarczeniem zasobów magazynowych miały charakter transparenty i wolnorynkowy. | **Uwaga uwzględniona**  Przewidziane jest szersze podejście do magazynowania energii i stworzenie odpowiednich ram prawnych na podstawie zleconej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska analizy. |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie na rzecz efektywności | Mając na uwadze kierunek projektowanych zmian dotyczących systemu opartego na net-meteringu oraz deklaracje związane z upowszechnianiem wykorzystania magazynów energii, konieczne jest stworzenie podstaw biznesowych dla rozwoju tych instalacji. Powyższe powinno dotyczyć zarówno instalacji służących do magazynowania energii stanowiących element towarzyszący mikroinstalacji, jak również w ramach innych obszarów systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie ewentualne mechanizmy wspierające budowę zdolności magazynowych powinny zapewniać transparentny i konkurencyjny dostęp dla szerokiego grona podmiotów. | **Uwaga uwzględniona**  Przewidziane jest szersze podejście do magazynowania energii i stworzenie odpowiednich ram prawnych na podstawie zleconej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska analizy. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Projekt wprowadza definicję pojęcia „usługi systemowe” (dodawany pkt 23e w art. 2), które to pojęcie tak jak w dyrektywie 2019/944 obejmuje usługi świadczone na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi aktywowanych poza zintegrowanym procesem grafikowania, o którym mowa w art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195 (zob. uwaga szczegółowa nr 7. W kontekście powyższej definicji, usługi systemowe i usługi świadczone w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi to odrębne kategorie prawne. W zakresie odpowiedzialności operatorów systemów elektroenergetycznych (OSP i OSD) powinien więc być również wskazany zakup usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przepisy dyrektywy wprost wykluczają usługi świadczone w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi z definicji usług pomocniczych (systemowych). |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Projektowane regulacje ustawy w zakresie wdrożenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności, ustanowionych w dyrektywie 2019/944, nie wspierają efektywnego kosztowo i bezpiecznego technicznie zarządzania pracą krajowego systemu elektroenergetycznego. Nie uwzględniają one bowiem współdzielenia zasobów systemu elektroenergetycznego dla świadczenia różnego rodzaju usług, w tym usług bilansujących (OSP) oraz usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi (OSP i OSD), a także nie uwzględniają odpowiedzialności OSP za koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV (sieci pełniącej funkcje przesyłowe). Ponadto projektowane regulacje pomijają kluczowy aspekt jakim są zasady koordynacji nabywania i korzystania z usług świadczonych przez zasoby przyłączone do sieci OSD. Uregulowanie tego obszaru wraz ze standaryzacją produktów dostarczanych w ramach poszczególnych usług jest kluczowe dla skutecznego korzystania przez OSP i OSD z tych samych zasobów, co pozwoli na poszerzenie puli zasobów dostępnych dla wypełniania kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, a jednocześnie pozwoli na ograniczanie kosztów wypełniania tych kryteriów. Dzięki temu wzmocnione zostaną bodźce dla rozwoju konkurencyjnego rynku usług dostarczanych przez podmioty przyłączone do sieci OSD, co przyczyni się to do poprawy efektywności rozwoju sieci oraz funkcjonowania systemu.    W ocenie PSE ustawodawca unijny celowo nie zdefiniował pojęcia usług elastyczności, aby umożliwić wdrażanie dyrektywy z uwzględnieniem postępującego rozwoju mechanizmów rynkowych oraz specyfiki krajowej. Ze względu na szerokie potoczne rozumienie „usług elastyczności” jako każdej zamierzonej zmiany punktu pracy zasobu przyłączonego do sieci w odpowiedzi na zewnętrzny bodziec, zmiana punktów pracy przez elastyczne zasoby jest już obecnie ściśle zdefiniowana w obowiązującym reżimie prawnym – dotyczy to ich wykorzystania w związku ze świadczeniem usług bilansujących, usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Z tego względu, jak również z uwagi na fakt, iż źródła elastyczności mogą brać udział w bilansowaniu KSE i zarządzaniu ograniczeniami w sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV według zasad określonych w warunkach dotyczących bilansowania (WDB), zaś wykorzystanie elastyczności źródeł na potrzeby świadczenia usług niedotyczących częstotliwości, regulowane jest odrębnymi przepisami Dyrektywy 2019/944, to przez wdrożenie usług elastyczności do prawa krajowego należy rozumieć przyznanie OSD prawa do zakupu usług na potrzeby zarządzania ograniczeniami w sieciach dystrybucyjnych i uzyskania środków na pokrycie związanych z tym kosztów, co uzupełni o brakujący element obecnie funkcjonujący katalog usług świadczonych na krajowym rynku energii elektrycznej.  Uwzględniając powyższe oraz fakt, iż za bilansowanie KSE oraz za zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci przesyłowej oraz w koordynowanej sieci 110 kV jest odpowiedzialny OSP, podział odpowiedzialności za zakup produktów dotyczących zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz usług systemowych niedotyczących częstotliwości ze źródeł elastyczności przyłączonych do różnych poziomów napięć powinien kształtować się następująco:   sieć przesyłowa – OSP,   koordynowana sieć 110 kV – OSP/OSD (w zależności od roli jaką pełnią w odniesieniu do koordynowanej sieci 110kV),   sieć promieniowa 110 kV – OSD,   sieć dystrybucyjna poniżej 110 kV – OSD;  Zaproponowany w regulacjach ustawy sposób wdrożenia usług elastyczności, polegający na określeniu produktów w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD), spowoduje szkodliwą fragmentację rynku ograniczającą płynność rynku, i w efekcie będzie stanowił barierę jego rozwoju. Specyfikacje dotyczące usług oraz znormalizowanych produktów rynkowych w ramach poszczególnych usług powinny być jednolite co najmniej w skali KSE, zarówno w zakresie technicznym, jak i ekonomicznym (art. 32 ust. 2 Dyrektywy 2019/944). W dłuższej perspektywie optymalnym rozwiązaniem będzie ujednolicenie tych specyfikacji w ramach platform europejskich obrotu usługami. Produkty standardowe powinny być zdefiniowane w taki sposób, aby miały możliwie szerokie wykorzystanie, zarówno przez OSP, jak i OSD. Specyfikacje usług, dedykowane do rozwiązywania indywidualnych, unikatowych problemów operatorów (spoza ustalonego katalogu usług standardowych) powinny być dopuszczone w drodze wyjątku.  Ponadto zgodnie z art. 31 ust. 9 Dyrektywy 2019/944 świadczenie usług bilansujących pochodzących z zasobów zlokalizowanych w systemie dystrybucyjnym musi być uzgodnione z odpowiednim operatorem systemu przesyłowego, zgodnie z art. 57 rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 182 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 (prekwalifikacja możliwości wykorzystania produktu).  Przyjęty w projekcie ustawy podział ról przy określaniu specyfikacji produktów standardowych a następnie ich zakupu i wykorzystania nie zapewni osiągnięcia powyższych celów Dyrektywy 2019/944. PSE proponują, aby zasady współpracy operatorów były określone na poziomie ustawy - Prawo energetyczne, a szczegóły dotyczące katalogu usług, ich specyfikacji oraz koordynacji działań OSP i OSD w rozporządzeniu.  Niewłaściwe jest także zawarte w projekcie regulacji ograniczenie możliwości nabywania przez OSP usług niedotyczących częstotliwości wyłącznie do podmiotów przyłączonych do sieci przesyłowej, gdyż uszczupli to podaż usług istotnych dla bezpieczeństwa funkcjonowania KSE:  • usługi w zakresie odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego, nazwanej w projekcie UC74 usługą z zakresu zdolności do uruchomienia bez zasilania systemu  • usługi udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jednostek wytwórczych, nazwanej w projekcie UC74 usługą regulacji napięcia w stanach ustalonych.  Już obecnie OSP kupuje te usługi od podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i stanowią one istotny składnik portfela usług wspierających bezpieczną pracę KSE.  OSP uznaje za celowe i pilne wdrożenie do prawa krajowego możliwości nabywania i wykorzystywania przez operatorów systemów dystrybucyjnych usług w zakresie zarządzania ograniczeniami w sieci dystrybucyjnej oraz usług nie dotyczących częstotliwości. Zgłoszone powyżej uwagi wskazują na istotne aspekty tego wdrożenia, mające podstawowy wpływ na efektywność i skuteczność wykorzystywania usług przez OSP i OSD dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, jako integralnych składowych KSE, oraz KSE jako części europejskiego systemu elektroenergetycznego. | **Uwaga o charakterze ogólnym.** |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Koncepcja wprowadzenia "piaskownic regulacyjnych" (art. 24b) jest pożądanym rozwiązaniem, oczekiwanym przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Mechanizm umożliwi sprawdzanie w praktyce innowacyjnych rozwiązań, przy ograniczeniu różnych ryzyku.  Celowe jest, aby przepisy w tym zakresie zostały uzupełnione o uprawnienia nadane Państwom Członkowskim określone w art. 5 i art. 12 Rozporządzenia 2019/943, dotyczące odpowiednio zwalniania demonstracyjnych projektów z odpowiedzialności za niezbilansowanie oraz dawania im prawa do dysponowania priorytetowego (priority dispatch). | **Uwaga nieuwzględniona**.  Zakres odstępstw przewidziany w rozporządzeniu powinien wprost wynikać z przepisów ustawy. Po dokładnej analizie tematu katalog odstępstw powinien być możliwie wąski, precyzyjny i uwzględniać wyłącznie te kwestie, które rzeczywiście stanowią barierę wejścia na rynek innowacjom. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Gospodarcza Gazownictwa – System Gazociągów Tranzytowych Europol Gaz S.A. | Art. 1 pkt 2 lit r projektowanej ustawy zmienia definicję uczestnika rynku (obecny art. 3 pkt 54 ustawy-Prawo energetyczne). W projekcie nowelizacji proponuje się zmianę definicji uczestnika rynku - zgodną z rozporządzeniem 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej - które stanowi, że uczestnik rynku oznacza osobę fizyczną lub prawną, która kupuje, sprzedaje lub wytwarza energię elektryczną, zajmuje się agregacją lub jest operatorem odpowiedzi odbioru lub usług magazynowania energii, co obejmuje składanie zleceń transakcji na jednym lub większej liczbie rynków energii elektrycznej, w tym na rynkach bilansujących energii. Obecnie ustawa-Prawo energetyczne definiując uczestnika rynku odwołuje się do rozporządzenia REMIT, gdzie mianem uczestnika rynku określono każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii (rynku energii elektrycznej lub rynku gazu ziemnego).  Powyższa zmiana jest o tyle istotna, że Spółka posiada status uczestnika rynku w rozumieniu rozporządzenia REMIT, które dotyczy zarówno sektora elektroenergetycznego, jak i gazowego. Posiadając tego rodzaju status, Spółka wypełnia też wymagane z REMIT obowiązki sprawozdawcze. Nowa propozycja mogłaby oznaczać, że Spółka nie mieściłaby się w zakresie podmiotowym omawianego przepisu. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Uwaga ogólna | Izba Gospodarcza Gazownictwa - Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. | Brak definicji inwestycji priorytetowych ujętych w: art. 16 ust. 1 pkt 7, art. 16 ust. 7 pkt 5-8, art. 16 ust. 18a-18c, art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h, art. 23 ust. 2 pkt 3a, art. 45 ust. 1 pkt 2b, art. 46 ust. 2 pkt 4a. opiniujemy negatywnie.    Dodanie w art. 16 ust. 1 pkt 7 pojęcia pn. „Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych” bez szczegółowego rozwinięcia definicji inwestycji priorytetowej w kontekście nadania szeregu dodatkowych uprawnień Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w tym zakresie, budzi wątpliwość interpretacyjną jakie kryteria brzegowe winny spełniać inwestycje priorytetowe. Nałożenie na operatorów nowych obowiązków w szczególności w zakresie art. 16 ust. 18a-18c bez precyzyjnej definicji inwestycji priorytetowej, biorąc pod uwagę skalę działalności przedsiębiorstwa może skutkować generowaniem obecnie niewymaganych przy sprawozdaniu z wykonania planu rozwoju bardzo dużej ilości dodatkowych dokumentów, którą trudno przewidzieć.  Rekomendujemy przeprowadzenie konsultacji/warsztatów z udziałem operatorów sieci oraz Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie opracowania szczegółowej definicji inwestycji priorytetowej. | **Uwaga nieuwzględniona**  Nie wprowadza się obowiązku w przedmiotowym zakresie. Realizacja wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych jest fakultatywna i wynagradzana. |
|  | Uwaga ogólna | PGNiG | Brak definicji inwestycji priorytetowych  Propozycja legislacyjna nie definiuje pojęcia „inwestycji priorytetowych”, do których odnoszą się art. 16 ust. 1 pkt 7, art. 16 ust. 7 pkt 5-8, art. 16 ust. 18a-18c, art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h,  art. 23 ust. 2 pkt 3a, art. 45 ust. 1 pkt 2b oraz art. 46 ust. 2 pkt 4a Prawa Energetycznego.  Dodanie w art. 16 ust. 1 pkt 7 pojęcia pn. „Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych” bez szczegółowego rozwinięcia definicji inwestycji priorytetowej w kontekście nadania szeregu dodatkowych uprawnień Prezesowi URE w tym zakresie, budzi wątpliwość interpretacyjną jakie kryteria brzegowe winny spełniać inwestycje priorytetowe. Nałożenie na operatorów nowych obowiązków w szczególności w zakresie art. 16 ust. 18a-18c Prawa Energetycznego bez precyzyjnej definicji inwestycji priorytetowej, biorąc pod uwagę skalę działalności przedsiębiorstwa może skutkować generowaniem obecnie niewymaganych przy sprawozdaniu z wykonania planu rozwoju bardzo dużej ilości dodatkowych dokumentów, którą trudno przewidzieć.  Mając powyższe na uwadze, proponujemy przeprowadzenie konsultacji/warsztatów z udziałem operatorów sieci oraz Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie opracowania szczegółowej definicji inwestycji priorytetowej. | **Uwaga nieuwzględniona**  Nie wprowadza się obowiązku w przedmiotowym zakresie. Realizacja wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych jest fakultatywna i wynagradzana. |
|  | Propozycja dodania w art..3 ustawy – Prawo energetyczne definicji “projektów piorytetowych” | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się rozważenie dodania definicji „projektów priorytetowych”.  Ze względu na dużą liczbę projektów inwestycyjnych realizowanych przez operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych oraz konsekwencje wynikające z nadania inwestycji takiego statusu – należy zdefiniować pojęcie „projektów priorytetowych”. Proponuje się również, żeby zakres projektów priorytetowych obejmował projekty istotne z punktu widzenia regulacji przedsiębiorstw energetycznych. Powyższe pozwoli na identyfikację przez Prezesa URE warunków, jakie ma wziąć pod uwagę, opracowując wytyczne co do kierunków rozwoju sieci. Warunki takie mogą też zostać określone w przepisie materialnym (”Prezes URE, opracowując wytyczne co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, kieruje się/bierze pod uwagę …”). | **Uwaga nieuwzględniona**  Brak konkretnej propozycji przepisu. |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie na rzecz efektywności | Analizując zapisy projektu, prosimy o jednoznaczne rozstrzygnięcie, czy jednostka wytwarzania energii elektrycznej w ramach projektowanej konstrukcji ustawowej może przynależeć do podmiotu innego, niż występujący o pozwolenie na budowę i jednocześnie będący właścicielem obiektów, które mają być zaopatrywane dostarczaną w ten sposób energią?. Dodatkowo postulujemy, by przewidziane w Projekcie rozwiązania uwzględniały w tym zakresie zarówno właścicieli nieruchomości, jak i ich użytkowników wieczystych bądź zarządców. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | PTPiREE | W art. 1 projektu ustawy (UC74) wprowadza się zmianę, dodając w art. 5 ust. 3a „Dostarczanie energii do odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym odbywa się na podstawie umowy kompleksowej.” Z kolei przy umowie z ceną dynamiczną jest mowa wyłącznie o umowie sprzedaży. Czy intencją projektodawcy jest, ażeby dla gospodarstw domowych nie była przewidziana możliwość zawierania umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej, która jest w projekcie określana umową sprzedaży? | **Uwaga nieuwzględniona**  Przedmiotowa uwaga jest poza zakresem niniejszego projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Związek Banków Polskich | Zgodnie z art. 38a ust. 5 Prawa energetycznego „Gwarantem lub poręczycielem zabezpieczenia majątkowego może być osoba wpisana do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. - Prawo celne (Dz. U. z 2016 r. poz. 1880 i 1948).”  Przepis ten wszedł w życie z dniem 22 lipca 2014 roku i od tego czasu nie podlegał zmianom (zaktualizowano jedynie adres publikacyjny Dziennika Ustaw właściwego dla Prawa celnego). W czasie uchwalenia tego przepisu obowiązywał Wspólnoty Kodeks Celny. Zgodnie z art. 195 Wspólnotowego Kodeksu Celnego organy celne miały prawo nie zaakceptować zaproponowanego gwaranta lub zaproponowanej formy zabezpieczenia, jeżeli uważały, że nie gwarantuje to w sposób pewny uiszczenia długu celnego w terminie1. W związku z takim brzmieniem Wspólnotowego Kodeksu Celnego zgodnie z art. 52 gwarancje celne zgodnie z Prawem Celnym mogły pochodzić wyłącznie od podmiotu wpisanego do wykazu gwarantów uprawnionych do udzielania gwarancji składanych jako zabezpieczenie pokrycia kwot wynikających z długów celnych.  Tym samym na datę uchwalenia art. 38a Prawa energetycznego przepisy Prawa energetycznego i Prawa celnego były ze sobą właściwe powiązane i stanowiły logiczną i spójną całość.  Sytuacja zmieniła się wraz ze zmianami przepisów prawa celnego:  Unijny Kodeks Celny wszedł w życie 1 maja 2016 i zastąpił Wspólnotowy Kodeks Celny;  Art. 52 został zmieniony za skutkiem na dzień 20 sierpnia 2016 roku.  Po tych zmianach zmieniła się funkcja wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 Prawa celnego.   1. Zgodnie z art. 94 ust. 1 Unijnego Kodeksu Celnego „Gwarantem, o którym mowa w art. 92 ust. 1 lit. b), jest osoba trzecia mająca siedzibę na obszarze celnym Unii. Gwarant jest zatwierdzany przez organy celne wymagające zabezpieczenia, chyba że gwarantem jest instytucja kredytowa, finansowa lub ubezpieczeniowa akredytowana w Unii zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi.” Tym samym znacznie został ograniczony zakres uprawnienia do zatwierdzania gwarantów przez lokalne organy celne - organy celne utraciły prawo odmowy uznania m.in. instytucji kredytowej, niezależnie od tego czy działa poprzez oddział czy w drodze działalności transgranicznej; 2. W ślad za art. 94 Unijnego Kodeksu Celnego od 20 sierpnia 2016 roku art. 52 ust. 1 został zmieniony poprzez dodanie zastrzeżenia, że wykaz obejmuje wyłącznie gwarantów „zatwierdzonych przez organy celne”.   „Gwarantem zatwierdzonym przez organy celne, o którym mowa w art. 94 ust. 1 unijnego kodeksu celnego, jest osoba wpisana do wykazu gwarantów uprawnionych do udzielania gwarancji składanych jako zabezpieczenie pokrycia kwot wynikających z długów celnych, zwanego dalej "wykazem".   1. Zmieniła się praktyka dotycząca prowadzenia tego wykazu gwarantów celnych. Poniżej dostępna na stronie internetowej prowadzonej przez Ministerstwo Finansów interpretacja Ministerstwa Finansów (stanowisko KAS - Departamentu Ceł):   Natomiast art. 94 ust. 1 UKC [tn]i wyróżnia gwarantów zatwierdzanych przez organy celne oraz niewymagających zatwierdzenia przez te organy.  W myśl przepisów art. 94 ust. 1 UKC do tej ostatnio wskazanej grupy gwarantów należą instytucje: kredytowe; finansowe; ubezpieczeniowe akredytowane w Unii zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi.  Aby określić katalog podmiotów spełniających kryteria uznania ich za instytucje, o których mowa w art. 94 ust. 1 UKC należy sięgnąć do przepisów dwóch dyrektyw, tj.:  dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi i firmami inwestycyjnymi, zmieniającej dyrektywę 2002/87/WE i uchylającej dyrektywę 2006/48/WE oraz 2006/49/WE2 ; dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/138/WE z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie podejmowania i prowadzenia działalności ubezpieczeniowej i reasekuracyjnej (Wypłacalność).  Zatem, w tym kontekście, tj.:   1. niezmienionej treści art. 38a Prawa energetycznego, który nadal odwołuje się do wykazu gwarantów jako warunku dla akceptacji danego gwaranta oraz 2. braku możliwości wpisywania się do wykazu gwarantów - od bez mała 5 lat - przez instytucje kredytowe rozpoczynające działalność w Polsce, gdyż są uprawnione z mocy prawa do wystawiania gwarancji celnych bez konieczności ubiegania się o wpis, organy właściwe w sprawach zabezpieczenia, o którym mowa w art. 38a Prawa energetycznego odmawiają uznania gwarantów będących oddziałami instytucji kredytowych, jeśli nie są wpisane do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 Prawa celnego.   Taka praktyka organów prowadzi do dyskryminacji niektórych podmiotów uprawionych do prowadzenia działalności bankowe na terytorium Polski względem innych, w oparciu de facto o kryterium daty rozpoczęcia tej działalności – większość instytucji kredytowych, które rozpoczęły działalność przed wprowadzeniem Unijnego Kodeksu Celnego są wpisane do rejestru.  Zdaniem Związku Banków Polskich argumentacja organów, że przepis art. 38 Prawa Energetycznego jest jasny i nie wymaga w związku z tym wykładni nie może być uznana za prawidłową, gdyż narusza ona w nieuzasadniony sposób prawo do prowadzenia działalności bankowej przez niektóre podmioty.  W naszej ocenie, wobec wyżej opisanych niespójności, nie można opierać się wyłącznie na wykładni językowej, przede wszystkim należy uwzględnić również wykładnie systemową oraz celowościową. Podkreślić bowiem należy, że odstąpienie od wykładni językowej jest uzasadnione, gdy prowadzi do nie dających się usunąć wątpliwości (uchwała Sądu Najwyższego z 25 kwietnia 2003 r., III CZP 8/03, OSNC 2004 nr 1, poz. 1). Dopuszcza się również odstępstwa od wyniku zastosowania wykładni językowej, gdy wynik ten prowadzi do rażąco niesprawiedliwych lub irracjonalnych konsekwencji (uchwała Sądu Najwyższego z 19 maja 2015 r., III CZP 114/14, OSNC 2015 nr 12, poz. 134; wyrok Sądu Najwyższego z 11 kwietnia 2008 r., II CSK 650/07, LEX nr 391825; wyrok Sądu Najwyższego z dnia 10 października 2003 r., I PK 409/02, OSNP 2004 nr 19, poz. 334).  W uzasadnieniu należy również dodać, że z uwagi na zmianę natury instytucji wykazu gwarantów, do której odwołuje się art. 38a Prawa energetycznego, konieczne jest w ramach procesu dynamicznej wykładni prawa uwzględnienie tego faktu podczas ustalania treści normy prawnej zawartej w art. 38a prawa energetycznego.  Prawidłowość proponowanego podejścia potwierdza również odwołanie się do celu normy prawnej, choć wobec braku uzasadnienia dla tego przepisu w projekcie ustawy go wprowadzającej jest to nieco utrudniony proces. Niemniej jednak należy domniemywać, że intencją było oparcie się na systemie certyfikacji gwarantów, stworzonym dla potrzeb prawa celnego, aby uzyskać większy komfort co do skuteczności zabezpieczenia, bez konieczności tworzenia odrębnego system certyfikacji przez organy właściwe w zakresie prawa energetycznego. Warto zwrócić uwagę, że w dacie uchwalenia zbiór podmiotów uprawnionych do wystawiania gwarancji celnych oraz zbiór podmiotów uprawnionych do wystawiania gwarancji w rozumieniu art. 38a Prawa energetycznego były identyczne.  Przyjęcie proponowanej przez nas interpretacji pozwala przywrócić tę równowagę, usuwając jednocześnie dyskryminacyjną praktykę działania organów administracji publicznej.  Odmienna interpretacja prowadziłaby do różnicowania pozycji prawnej podmiotów ze względu na czas ich powstania (rozpoczęcia działalności w Polsce), tym samym stanowiąc de facto naruszenie dwóch naczelnych swobód na których oparty jest rynek wewnętrzny Unii Europejskiej: swobody przedsiębiorczości oraz swobody świadczenia usług. Polski bank bowiem utworzony po 2016 roku ma możliwość wpisania się do wykazu gwarantów, a instytucja kredytowa, która skutecznie przeszła proces notyfikacji zamiaru prowadzenia działalności bankowej, czy to w formie oddziału czy w formie działalności transgranicznej, zgodnie z postanowieniami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/36/UE z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie warunków dopuszczenia instytucji kredytowych do działalności oraz nadzoru ostrożnościowego nad instytucjami kredytowymi, zmieniająca dyrektywę 2002/87/WE i uchylająca dyrektywy 2006/48/WE oraz 2006/49/WE, tej możliwości jest pozbawiona.  W przypadku stwierdzenia zaś, że przepis prawa lokalnego jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej, przepis ten powinien być pominięty w procesie stosowania prawa zgodnie z zasada pierwszeństwa prawa wspólnotowego.  W konsekwencji, właściwe rozumienie przepisu art. 38a Prawa energetycznego powinno być w naszej ocenie następujące:  1. Uprawniony do wystawienia gwarancji bankowej zgodnie z art. 38a Prawa energetycznego jest każdy podmiot uprawniony do wystawienia gwarancji celnej.  2. Podmiot uprawniony do wystawienia gwarancji celnej określają przepisy Prawa celnego. | **Uwaga nieuwzględniona**  Przedmiotowa uwaga jest poza zakresem niniejszego projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Energii Odnawialnej | **Mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach OZE**  Projekt wdraża mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z przedstawionym uzasadnieniem, celem projektowanych regulacji ma być dostosowanie krajowego ustawodawstwa do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: „rozporządzenie 2019/943”) poprzez nałożenie na wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii obowiązku podporządkowania się poleceniu ruchowemu operatorów systemu elektroenergetycznego w zakresie ograniczenia generacji. Powyższe ma zostać ograniczone do sytuacji, w których mechanizmy rynkowe nie są w tym zakresie wystarczające.  Drugim zasadniczym elementem projektowanej konstrukcji jest obowiązek wypłaty wytwórcom rekompensat z tytułu przywołanych ograniczeń pracy instalacji, jednocześnie umożliwiając uwzględnienie takich rekompensat przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającego taryfy i tym samym gwarantując operatorom odpowiednie przychody na pokrycie tych kosztów.  W ocenie Stowarzyszenia uregulowanie zasad przyznawania rekompensat co do zasady jest bardzo potrzebne, mając jednak na uwadze złożoność tego zagadnienia oraz potencjalne skutki dla wytwórców stoimy na stanowisku, że wypracowanie wszystkich szczegółowych rozwiązań w tym zakresie powinno zostać poprzedzone pogłębionym dialogiem przy udziale wszystkich interesariuszy.  Jednym z istotnych elementów przywołanego systemu, który powinien podlegać szerokim konsultacjom publicznym jest kwestia sposobu kalkulacji ewentualnych rekompensat. Krytycznie należy więc odnieść się do wyłączenia procesu kształtowania metodologii w tym zakresie z Projektu i ujęcia jej dopiero na etapie instrukcji opracowywanych dla sieci elektroenergetycznych. Rozwiązania tego typu powinny być procedowane w ramach Projektu, pozwalając na poddanie ich właściwym konsultacjom publicznym.  Stoimy na stanowisku, że przedmiotowa konstrukcja ustawowa powinna zapewnić wytwórcom możliwość odwoływania się od decyzji w zakresie przyznawanych rekompensat, jak również dostępu do danych, stanowiących podstawę ich wyliczenia, o których mowa w projektowanym art. 9c ust. 7i ustawy – prawo energetyczne. Co więcej, zasadne jest, by wytwórcy mieli możliwość uzyskania dostępu do informacji, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. d) rozporządzenia 2019/943, tj. uzasadnienia konieczności zastosowania redysponowania nieopierającego się na zasadach rynkowych.  Odnosząc się do projektowanego art. 9c ust. 7f ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym rekompensaty nie będą przysługiwały wytwórcom w określonych przypadkach wynikających z postanowień umów o przyłączenie, powyższe rozwiązanie należy ocenić, jako sposób na przenoszenie ryzyka ograniczenia generacji na podmioty przyłączane, w związku z niewystarczającym rozwojem sieci.  Dodatkowo należy odnotować, że projektowany art. 9c ust. 7c tej ustawy, zgodnie z którym ograniczenia wytwarzania mają dotyczyć w pierwszej kolejności instalacji o najniższym koszcie związanych z tym rekompensat, będzie rodzić ryzyko ograniczania najnowocześniejszych jednostek, które otrzymały warunki przyłączenia bez gwarancji wyprowadzenia mocy. Powyższe należy ocenić negatywnie zarówno z punktu widzenia wpływu na funkcjonowanie sieci, jak również zasady równego traktowania obecnych na rynku podmiotów, które zawierały umowy o przyłączenie w różnych okresach i w oparciu o różne uwarunkowania.  Stoimy na stanowisku, że Projekt w obecnym brzmieniu skutkować może stosowaniem ograniczeń jedynie do wybranych instalacji, których umowy o przyłączenie znoszą konieczność wypłacania rekompensat, co w praktyce uniemożliwi faktyczną i w pełni obiektywną realizację drugiego projektowanego kryterium, zgodnie z którym przedmiotowe ograniczenia i wybór danej instalacji mają być podyktowane efektywnością zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. Dodatkowo warto podkreślić, iż priorytetyzacja ograniczania kosztów przyznawanych rekompensat przez operatorów ze względu na generowany wzrost ryzyka inwestycyjnego znajdzie odzwierciedlenie w kosztach energii wytwarzanej w takich instalacjach.  Zgodnie z powyższym, realizacja ograniczeń w oparciu o kryterium kosztowe może prowadzić do nadmiernego stosowania tego mechanizmu w stosunku do wybranych, pojedynczych instalacji. W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest, by ciężar ograniczania wytwarzania rozkładał się jak najbardziej równomiernie na jak największą liczbę instalacji, w tym również na źródła inne niż odnawialne. Powyższe można zrealizować poprzez wykreślenie przywołanego powyżej kryterium ekonomicznego, bądź poprzez zastosowanie możliwie jak najniższych limitów procentowych dla ograniczania rocznej oraz jednorazowej generacji w ramach danej instalacji.  W celu przeciwdziałania uznaniowości całego procesu wydawania poleceń skutkujących ograniczeniem pracy instalacji wytwórczych, należy w sposób jak najbardziej transparentny określić sposób realizacji wymogów określonych w projektowanym art. 9c ust. 7d ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którymi ograniczenie ma dotyczyć jednostek, w odniesieniu do których wykonanie polecenia w największym stopniu przyczynia się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Powyższy proces powinien być możliwie przejrzysty, a uzasadnienie wyboru danej instalacji być udostępniane zainteresowanym stronom, w tym przede wszystkim wytwórcom, których instalacji dotyczy ograniczenie.  Jednym z elementów kształtowania rekompensat zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 będą przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania. Podkreślić należy jednak, że powyższy mechanizm w wielu przypadkach nie pozwoli na adekwatne odzwierciedlenie faktycznie utraconych przychodów, w świetle umów zawartych przez wytwórców w oparciu o ceny godzinowe na rynku dnia następnego lub w oparciu o indeks TGE Base, co jest szczególnie częste w przypadku instalacji fotowoltaicznych. W ślad za powyższym postulujemy, by mechanizm przyznawania rekompensat opierał się na weryfikacji faktycznie stosowanych przez danego wytwórcę mechanizmów rozliczeniowych. Dodatkowo warto odnotować, że Projekt zdaje się nie uwzględniać rekompensat z tytułu kosztów związanych ze zobowiązaniami wynikającymi z rynku bilansującego, które nie będą mogły zostać zrealizowane wskutek przedmiotowych ograniczeń.  Mając na uwadze powyższe oraz obserwowane ograniczenia w zakresie dostępności mocy przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej, w ocenie Stowarzyszenia zasadne pozostaje wprowadzenie bardziej transparentnych i konkurencyjnych mechanizmów alokacji mocy przyłączeniowych. Dodatkowo postulujemy zwiększenie przejrzystości analiz dostępnych zdolności sieciowych na potrzeby przyłączenia lub odmowy przyłączenia dla poszczególnych projektów inwestycyjnych.  Co więcej, należy włączyć w zakres raportowania i planowania rozwoju sieci na poziomie operatorów sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowych analizę lokalizacji i przyczyn odmów wydania warunków przyłączenia nowych źródeł do sieci oraz obowiązek podania do wiadomości publicznej działań podjętych na rzecz efektywnego ekonomicznie i technicznie wyeliminowania tych przyczyn. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Podział mechanizmu na materię ustawową i delegowaną ma służyć optymalnemu ustaleniu reguł postępowania, które uwzględniać będą kontekst lokalnych potrzeb sytemu elektroenergetycznego. Wypracowany mechanizm redysponowania podlegał konsultacjom publicznym i uzgodnieniom międzyresortowym. W tym sensie, dążono do zapewnienia możliwie szerokiego udziału zainteresowanych podmiotów przedstawieniem swojej opinii w zakresie ww. mechanizmu. Dodatkowo, należy podkreślić, że zagadnienia szczegółowe/techniczne, które zostaną doprecyzowane w instrukcjach operatorów podlegać będą na zasadach ogólnych konsultacjom publicznym oraz akceptacji przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej. Procedura ta zapewnia wysoki standard ochrony praw innych uczestników rynku do wypowiedzenia się nt. ww. mechanizmu. Z kolei Prezes URE jest systemowym gwarantem równoważenia praw i obowiązków uczestników rynku energii elektrycznej. |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie na rzecz efektywności | Projekt wdraża mechanizm nierynkowego ograniczania wytwarzania energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z uzasadnieniem, celem projektowanych regulacji ma być dostosowanie krajowego ustawodawstwa do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej poprzez nałożenie na wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii obowiązku podporządkowania się poleceniu ruchowemu operatorów systemu elektroenergetycznego w zakresie ograniczenia generacji. Powyższe ma zostać ograniczone do sytuacji, w których mechanizmy rynkowe nie są w tym zakresie wystarczające. Drugim zasadniczym elementem projektowanej konstrukcji jest obowiązek wypłaty wytwórcom rekompensat z tytułu przywołanych ograniczeń pracy instalacji, jednocześnie umożliwiając uwzględnienie takich rekompensat przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającego taryfy i tym samym gwarantując operatorom odpowiednie przychody na pokrycie tych kosztów.  Uregulowanie zasad przyznawania rekompensat co do zasady jest bardzo potrzebne, jednak mając na uwadze złożoność tego zagadnienia zarówno dla wytwórców jaki operatorów, należałoby rozpocząć proces konsultacji z udziałem obu stron, również w zakresie kalkulacji rekompensat, jak i ewentualnego odwoływania się od decyzji w zakresie przyznawanych rekompensat, czy możliwości uzyskania dostępu do informacji dot. uzasadnienia konieczności zastosowania redysponowania nieopierającego się na zasadach rynkowych. Mając na uwadze obserwowane ograniczenia w zakresie dostępności mocy przyłączeniowych do sieci elektroenergetycznej, w naszej opinii celowym jest wprowadzenie bardziej transparentnych i konkurencyjnych mechanizmów alokacji mocy przyłączeniowych. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Podział mechanizmu na materię ustawową i delegowaną ma służyć optymalnemu ustaleniu reguł postępowania, które uwzględniać będą kontekst lokalnych potrzeb sytemu elektroenergetycznego. Wypracowany mechanizm redysponowania podlegał konsultacjom publicznym i uzgodnieniom międzyresortowym. W tym sensie, dążono do zapewnienia możliwie szerokiego udziału zainteresowanych podmiotów przedstawieniem swojej opinii w zakresie ww. mechanizmu. Dodatkowo, należy podkreślić, że zagadnienia szczegółowe/techniczne, które zostaną doprecyzowane w instrukcjach operatorów podlegać będą na zasadach ogólnych konsultacjom publicznym oraz akceptacji przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej. Procedura ta zapewnia wysoki standard ochrony praw innych uczestników rynku do wypowiedzenia się nt. ww. mechanizmu. Z kolei Prezes URE jest systemowym gwarantem równoważenia praw i obowiązków uczestników rynku energii elektrycznej.  Zagadnienie dot. mechanizmów alokacji mocy przyłączeniowych nie stanowi materii regulowanej projektem UC74. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Rozporządzenie (UE) 2019/943 zawiera w art. 13 ust. 6 regulacje pozwalające na redysponowanie mocy jednostek kogeneracyjnych, w tym obniżenia ich mocy na zasadach nie rynkowych. Analogicznie do proponowanych regulacji dotyczących jednostek OZE w uPE powinny być wprowadzone zapisy zapewniające narzędzia dla realizacji Rozporządzenia. W zapisach powinny być uwzględnione zarówno kwestie rekompensat , w tym związanych z koniecznością wykorzystywania zastępczych źródeł ciepła, jak też powinno być wyraźne wskazanie, że brak technicznych możliwości zastępczych dostaw ciepła jest wystarczającą przyczyną odstąpienia od nierynkowego redysponowania jednostek kogeneracyjnych.  W związku ze skomplikowanymi układami technologicznymi źródeł ciepła podstawą dla redysponowania jednostek kogeneracyjnych nie będących JWCD powinny być powszechnie zawierane umowy na usługę GWS. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zagadnienie jest już uregulowane w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Art. 13 ust. 2). Biorąc pod uwagę, że przedmiotowe rozporządzenie stanowi akt prawny, który jest bezpośrednio skuteczny, nie ma potrzeby wprowadzać dodatkowych przepisów do uPE. Redysponowanie jednostkami kogeneracyjnymi będzie się odbywało na podstawie umów na usługę GWS. Potwierdzeniem takiego stanu jest podanie na liście środków zaradczych m.in. „zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS”. |
|  | Uwaga ogólna | Przemysław Artur Kujawa | Podzielam zdanie Stowarzyszenia Branży Fotowoltaicznej o wprowadzenie okresu przejściowego i likwidację systemu opustów dopiero od daty wskazanej w dyrektywie UE, tj. od 31 grudnia 2023 r. Dynamiczny wzrost instalacji prosumenckich w Polsce jest doskonałą okazją dla znacznego zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym. Mamy możliwość przedłużenia tego wzrostu o 2 lata, więc powinniśmy to wykorzystać.  Wydłużenie okresu zmiany systemu będzie również korzystne dla rynku pracy – firmy i pracownicy będą mieli czas na przebranżowienie się, jednocześnie zabezpieczając się finansowo w najbliższym okresie podczas pracy na najwyższych obrotach.  W związku z powyższym można sobie wyobrazić wiele więcej pozytywnych zjawisk tj. ograniczenie niskiej emisji, polepszenie sytuacji finansowej prosumentów w trudnym czasie pandemii, dalsze napędzanie gospodarki w czasie kryzysu gospodarczego czy możliwość deklaracji powolnego wygaszania elektrowni Turów, dzięki energii elektrycznej pozyskanej do sieci od prosumentów, jednocześnie zażegnując kryzys polityczny w tej sprawie. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | Konieczna jest zmiana definicji mocy zainstalowanej odnawialnego źródła energii. Moc zainstalowana odnawialnego źródła energii powinna być definiowana jako maksymalna moc urządzenia służącego do wyprowadzania mocy do sieci elektroenergetycznej. Konieczne jest odejście od definiowania mocy zainstalowanej odnawialnego źródła energii jako moc generatora. Uzasadnienie dla zmiany definicji mocy zainstalowanej:  • Zwiększenie efektywności wykorzystania pasma mocy przyłączeniowej dla danej instalacji OZE,  • Stabilizację konturu mocy oddawanej przez instalacje do sieci OSD z możliwością uzyskania konturu równomiernego w czasie,  • Standaryzację i stabilizację parametrów przyłączeniowych instalacji OZE i zdecydowane obniżenie oddziaływań składowych harmonicznych na sieć i otoczenie.  • Złagodzenie problemów wydolności przyłączania do sieci OSD źródeł OZE | **Uwaga nieuwzględniona**  Wykracza poza zakres projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi | **Zachowanie zgodności z celem Pakietu Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków oraz pilna potrzeba transpozycji Dyrektywy 2018/2001**    Pakiet Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków ma na celu utworzenie zdecentralizowanego i zdigitalizowanego systemu energetycznego. Konsumenci stawiani są w centrum regulacji oraz otrzymają szereg możliwości zwiększających ich świadomość i aktywność na rynku, a jednocześnie ustanawiane są solidne ramy jego ochrony. Mając na uwadze, że przedstawiony do konsultacji Projekt nowelizacji transponuje do prawa krajowego Dyrektywę 2019/944, konieczne jest zachowanie spójności wdrażanych regulacji z celem Dyrektywy 2019/944, Dyrektywy Pakietem Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków. W opinii Fundacji proponowane zmiany muszą być wprowadzane w sposób strategiczny przy zachowaniu odpowiednio długich okresów przejściowych, które umożliwią dostosowanie się do nich wszystkich uczestników rynku energii w Polsce oraz utrzymanie, a docelowo zwiększenie zaangażowania prosumentów i odbiorców aktywnych. Jednocześnie należy jak najszybciej dokonać transpozycji Dyrektywy 2018/2001, w szczególności w zakresie regulującym grupowe formy prosumeryzmu, prosumeryzmu wirtualnego oraz regulacji mających na celu włączenie grup społecznych o najniższych dochodach i zagrożonych ubóstwem energetycznym. | **Uwaga ogólna** |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | W pierwszej kolejności Fundacja Frank Bold (dalej: „Składająca uwagi”) podnosi, że przedstawiony projekt zmiany ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii mający na celu implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (dalej: Dyrektywa 2019/944) przedstawia terminy zmiany przepisów, które w przypadku wejścia w życie spowodują załamanie m.in. w branży fotowoltaicznej oraz powstrzymają dalszy rozwój energetyki prosumenckiej, a zatem wpłyną negatywnie na transformację energetyczną i obowiązujące cele środowiskowe i klimatyczne. Ustalenie w ustawie, której konsultacje społecznej rozpoczynają się dnia 2 czerwca 2021 r. terminu, do którego prosument musi rozpocząć wytwarzanie energii z instalacji na dzień najpóźniej 31 grudnia 2021 r. aby pozostać w aktualnie funkcjonującym systemie rozliczania, ma z jednej strony negatywny wpływ na racjonalne inwestycje i rozwój branży, z drugiej strony – mając na uwadze normalny czas trwania procesu legislacyjnego – ma bardzo niewielką szansę na realizację. Tym samym projektodawca zdaje się przerzucać na prosumentów i energetykę rozproszoną konsekwencje spóźnionej implementacji Dyrektywy 2019/944 oraz kreować niekorzystne trendy w gospodarce, poprzez tworzenie sytuacji niepewności w branży energetycznej.  Składająca uwagi podnosi, że implementacja Dyrektywy powinna w szczególności służyć realizacji jej celów – w szczególności zaś, jak wskazano w motywie 2 Dyrektywy 2019/944, stworzenie budowanego nią rynku wewnętrznego energii elektrycznej ma zapewniać (…) możliwości wyboru wszystkim unijnym odbiorcom końcowym, bez względu na to, czy są nimi obywatele, czy przedsiębiorstwa, a także oferować nowe możliwości gospodarcze, zapewniać konkurencyjne ceny, skuteczne zachęty do inwestycji i wyższe standardy usług oraz przyczyniać się do bezpieczeństwa dostaw i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju. Przedstawiony do konsultacji projekt – choć zawiera również potrzebne i korzystne rozwiązania – poprzez pominięcie w nim znaczenia czasu wejścia w życie poszczególnych regulacji oraz dostosowania ich do realiów gospodarczych, działa w kierunku przeciwnym niż cele dyrektywy i w konsekwencji może doprowadzić do skutecznego i radykalnego powstrzymania rozwoju energetyki rozporoszonej, prosumenckiej i z odnawialnych źródeł energii. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone *ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Dalej Składająca uwagi podnosi, że mimo że już 30 czerwca 2021 r. przypada termin implementacji regulacji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: „RED II”), której zapisy mają istotne znaczenie m.in. dla ram funkcjonowania prosumentów oraz dla społeczności energetycznych, projektodawca pomija w projekcie całkowicie wymogi RED II. Projektodawca, jak można wywnioskować ze zmiany w odnośniku do ustawy - Prawo energetyczne polegającej na wykreśleniu informacji o „częściowym” wdrożeniu regulacją dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, uznaje komentowany projekt za ukończenie implementacji dyrektywy 2009/28/WE, która to przestaje obowiązywać z dniem 30 czerwca 2021 r. Składająca uwagi wskazuje, że brak pochylenia się w komentowanym projekcie nad aktualnymi wymogami w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, mimo określania kluczowych dla nich ram, takich jak formy działania i kompetencje społeczności energetycznych czy uprawnienia prosumentów prowadzi do chaosu legislacyjnego, który utrudni prawidłowy rozwój prosumeryzmu, realizację celów energetycznych oraz kształtowanie wspólnego rynku energii. Projekt zmiany ustawy implementujący Dyrektywę 2019/944 powinien być, w ocenie Składającej uwagi, opracowany przy uwzględnieniu regulacji RED II przynajmniej w zakresie relewantnych do wprowadzanych instytucji regulacji. | **Uwaga częściowo uwzględniona**  Projekt ustawy wdraża społeczność działającą w zakresie energii odnawialnej, o której mowa w art. 22 dyrektywy RED II. W pozostały zakresie wdrożenie dyrektywy RED II nastąpi w odrębnym projekcie legislacyjnym. Zostanie zapewniona spójność legislacyjna obu projektów. |
|  | Uwaga ogólna | Energa S.A. | Regulacja zmieniająca zasady rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, w zakresie odejścia od ponoszenia przez sprzedawców kosztów zmiennych opłat dystrybucyjnych jest właściwym kierunkiem i pozwoli ograniczyć koszty sprzedawców, działających na rynku konkurencyjnym. Tym niemniej warto wskazać, że celowe byłoby określenie mechanizmu wyrównawczego, w zakresie ponoszonych kosztów usług zmiennych dystrybucyjnych (tzw. ubytek dystrybucyjny), dla grupy prosumentów, którzy do dnia 31 grudnia 2021 roku rozpoczną wytwarzanie energii i pozostaną w systemie „opustu”. Pozostawienie po stronie sprzedawców zobowiązanych obowiązku ponoszenia tego kosztu (w samej ENERGA OBRÓT, na dzień dzisiejszy ponad 100 tys. prosumentów) na kolejne kilkanaście lat, będzie miało negatywny wpływ na wynik finansowy spółek obrotu. Jednym z mechanizmów mogłyby być rekompensaty dla sprzedawcy zobowiązanego poprzez opłatę OZE i wniosków o wypłatę do Zarządcy Rozliczeń S.A. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Z uwagi na faktyczną likwidację netmeteringu dla nowych prosumentów, należy zmienić na analogiczne zapisy dla Spółdzielni.  Ponadto model Spółdzielni należy dostosować do proponowanych zapisów o obywatelskich społeczności energetycznych. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Elektryków Polskich | Uwaga ogólna do ustawy OZE  Art. 38d stanowi, że OSD, z którym zamierza współpracować spółdzielnia energetyczna, jest obowiązany niezwłocznie zawrzeć ze spółdzielnią energetyczną umowę o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, która w szczególności określi zasady świadczenia usług dystrybucji na rzecz spółdzielni energetycznej i jej członków.  Zarówno ani wspomniany art.5 ani ustawa OZE nie definiują na czym miała by polegać ta usługa dystrybucji. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykraczają poza zakres projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Forum Związków Zawodowych | Nowelizacja ustaw przede wszystkim zlikwiduje system net-meteringu, który dziś jest podstawą opłacalności domowych instalacji fotowoltaicznych. Zgodnie z tą zasadą odbiorca energii posiadającej instalację fotowoltaiczną może rozliczać się ze sprzedawcą energii barterowo - odbiorca może bezpłatnie (ze współczynnikiem 0,8 lub 0,7) odebrać energię wcześniej oddaną do sieci.  Dla prosumentów wchodzących na rynek po 31 grudnia 2021 r. projekt zakłada zastąpienie systemu opustów systemem, zapewniającym bezterminową możliwość́ sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego. Cena zakupu wyprodukowanej przez prosumenta energii elektrycznej będzie wynosić́ 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłaszanej przez prezesa URE (ostatnie ogłoszenie z IV kwartału 2020 r. to 256,22 zł/MWh netto). Pobieranie energii z sieci przez prosumenta nastąpi według stawek cen ogólnie obowiązujących.  Prosumenci, którzy wprowadzili bądź wprowadzą energię do sieci przed 31 grudnia 2021 r. będą mieli prawo korzystania z net-meringu przez okres kolejnych 15 lat od wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła – tak jak to obowiązuje do tej pory zgodnie z zapisami obowiązującej ustawy o OZE - o ile oczywiście znowu nie wprowadzi się jakiś nowych regulacji. W przepisach przejściowych zawarto regulację, umożliwiającą̨ jednorazową migrację prosumenta z doczasowego, opustowego systemu rozliczeń́, do nowego systemu sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej wytworzonej przez prosumenta energii odnawialnej w mikroinstalacji.  Forum Związków Zawodowych uważa, że:   1. Z punktu widzenia prosumentów, którzy posiadają już działające instalacje PV projekt zmian nie jest zły. Znaczny wzrost mocy instalacji PV w sieci niskiego napięcia powoduje już w niektórych miejscach wyłączenia instalacji spowodowane wzrostem napięcia w sieci. Ponieważ dzisiejszy system net-meteringu jest korzystniejszym rozwiązaniem, to nowy, o ile przepisy w tym kształcie zostaną oczywiście przyjęte, najprawdopodobniej wyhamuje obecny spektakularny wzrost liczby prosumentów. Do końca bieżącego roku popyt na instalacje fotowoltaiczne może jednak być nawet większy niż przed końcem drugiej edycji programu „Mój prąd”. 2. O ile technicznie można zrozumieć konieczność wyhamowania niekontrolowanego przez operatorów systemów dystrybucyjnych rozwoju instalacji PV, to rządowy sposób naprawy sytuacji przypomina naprawę komputera za pomocą młotka. 3. Uzasadnienie zmiany rozliczania prosumentów, w którym powołuje się na konieczność implementacji dyrektywy 2019/944 jest moim zdaniem lekko naciągane. Świadczy o tym na przykład definicja „odbiorcy aktywnego” (art.1 pkt. 2 lit. j) w projekcie nowelizacji. Zgodnie z nią każdy odbiorca końcowy będący gospodarstwem domowym jest odbiorcą aktywnym. Jest to niezgodne z definicją zawartą w dyrektywie (art. 2 pkt 8), a stanowi uzasadnienie wprowadzenia zmian – art. 15 pkt. 2 dyrektywy. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Związek Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego Województwa Śląskiego | W związku z pojawieniem się w Rządowym Centrum Legislacji projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, w imieniu Związku Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego Województwa Śląskiego pragnę wyrazić niepokój związany z możliwymi negatywnymi konsekwencjami zaproponowanych zmian legislacyjnych dotyczących sposobu funkcjonowania modelu prosumenckiego. Zmiany te mogą mieć negatywny wpływ bądź całkowicie uniemożliwić prawidłową realizację i rozliczenie projektów dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020.  Proponowana w projekcie ustawy zmiana wpłynie na realizowane przez samorządy projekty z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w infrastrukturze publicznej i mieszkaniowej, gdyż projekt ustawy definiuje podstawy nowego systemu rozliczeń z wyprodukowanej energii, zakazując osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, likwidując jednocześnie obecny system opustów, który nie będzie dostępny dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 roku.  Aby uniknąć spodziewanych przez samorządy problemów, konieczne jest wprowadzenie dwuletniego okresu przejściowego oraz utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wprowadzających energię do sieci do 31 grudnia 2023 roku. Jest to data wskazana w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Przepisy ww. dyrektywy zakazują osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej po 31 grudnia 2023 roku, podczas gdy projekt krajowej ustawy wskazuje na likwidację systemu opustów już pod koniec bieżącego roku.  Wprowadzenie dwuletniego vacatio legis pozwoli na dokończenie rozpoczętych projektów parasolowych oraz grantowych, w przypadku których bezgotówkowy system upustu stanowi podstawę do osiągnięcia wskaźników projektu.  Ponadto, istotnym czynnikiem sukcesu realizacji projektów w nowej perspektywie budżetowej będzie również utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Pozwoli to na kontynuację projektów parasolowych oraz grantowych w nowej perspektywie finansowej 2021-2027. Ograniczenie systemu opustu do samej energii czynnej zmniejszyłoby presję na przewymiarowywanie mocy instalacji fotowoltaicznych. System rozliczenia energii wprowadzonej i pobranej z mikroinstalacji jest nie tylko fundamentem rozwoju instalacji fotowoltaicznych, ale także ekologicznych źródeł grzewczych, jak np. pompy ciepła. Dlatego istnieje silna i uzasadniona obawa, że zakończenie systemu opustów utrudni nie tylko realizację projektów fotowoltaicznych, ale także projektów związanych z pompami ciepła.  Jako przedstawiciel Związku Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego, samorządnego stowarzyszenia 81 jednostek samorządu terytorialnego z obszaru województwa śląskiego, powołanego w celu wsparcia idei samorządności lokalnej, ale także ochrony wspólnych interesów, apeluję zatem o:  • Przedłużenie okresu obowiązywania obecnego rozliczenia prosumentów, i w konsekwencji likwidacji systemu opustów od 31 grudnia 2023 roku,  • Utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji.  Biorąc pod uwagę skalę problemu w województwie śląskim, gdzie na dzień dzisiejszy 28 projektów gmin i powiatów Subregionu Centralnego z zakresu efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii o łącznej wartości przekraczającej kwotę 51 mln PLN dofinansowania jest w trakcie realizacji, a niemal 35 projektów o łącznej wartości dofinansowania przekraczającej kwotę 43 mln PLN pozostaje na listach rezerwowych (są to projekty, które będą stopniowo wybierane do dofinansowania w miarę pojawiania się wolnych środków finansowych, zatem ich realizacja będzie i tak znacznie opóźniona) – istnieje realne zagrożenie dla niezrealizowania samych projektów, a w konsekwencji zagrożenie osiągnięcia wskaźników rzeczowych i finansowych, co w znaczny sposób utrudni efektywną realizację Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Związek Gmin i Powiatów Subregionu Północnego Województwa Śląskiego | W związku z pojawieniem się w Rządowym Centrum Legislacji projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, w imieniu Zarządu Związku Gmin i Powiatów Subregionu Północnego Województwa Śląskiego pragnę wyrazić niepokój związany z możliwymi negatywnymi konsekwencjami zaproponowanych zmian legislacyjnych dotyczących sposobu funkcjonowania modelu prosumenckiego. Zmiany te mogą mieć negatywny wpływ bądź całkowicie uniemożliwić prawidłową realizację i rozliczenie projektów dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020.  Proponowana w projekcie ustawy zmiana wpłynie na realizowane przez samorządy projekty z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w infrastrukturze publicznej i mieszkaniowej, gdyż projekt ustawy definiuje podstawy nowego systemu rozliczeń z wyprodukowanej energii, zakazując osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, likwidując jednocześnie obecny system opustów, który nie będzie dostępny dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 roku.  Aby uniknąć spodziewanych przez samorządy problemów, konieczne jest wprowadzenie dwuletniego okresu przejściowego oraz utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wprowadzających energię do sieci do 31 grudnia 2023 roku. Jest to data wskazana w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Przepisy ww. dyrektywy zakazują osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej po 31 grudnia 2023 roku, podczas gdy projekt krajowej ustawy wskazuje na likwidację systemu opustów już pod koniec bieżącego roku.  Wprowadzenie dwuletniego vacatio legis pozwoli na dokończenie rozpoczętych projektów  parasolowych oraz grantowych, w przypadku których bezgotówkowy system upustu stanowi podstawę do osiągnięcia wskaźników projektu.  Ponadto, istotnym czynnikiem sukcesu realizacji projektów w nowej perspektywie budżetowej będzie również utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 rok minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Pozwoli to na kontynuację projektów parasolowych oraz grantowych w nowej perspektywie finansowej 2021-2027. Ograniczenie systemu opustu do samej energii czynnej zmniejszyłoby presję na przewymiarowywanie mocy instalacji fotowoltaicznych. System rozliczenia energii wprowadzonej i pobranej z mikroinstalacji jest nie tylko fundamentem rozwoju instalacji fotowoltaicznych, ale także ekologicznych źródeł grzewczych, jak np. pompy ciepła. Dlatego istnieje silna i uzasadniona obawa, że zakończenie systemu opustów utrudni nie tylko realizację projektów fotowoltaicznych, ale także projektów związanych z pompami ciepła.  Jako przedstawiciel Związku Gmin i Powiatów Subregionu Północnego, samorządnego stowarzyszenia 34 jednostek samorządu terytorialnego z obszaru województwa śląskiego, powołanego w celu wsparcia idei samorządności lokalnej, ale także ochrony wspólnych interesów, apeluję zatem o:  • Przedłużenie okresu obowiązywania obecnego rozliczenia prosumentów, i w konsekwencji  likwidacji systemu opustów od 31 grudnia 2023 roku,  • Utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji.  Biorąc pod uwagę skalę problemu w województwie śląskim, gdzie na dzień dzisiejszy wiele gmin i powiatów rozpoczyna bądź jest w trakcie realizacji projektów z zakresu efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii istnieje realne zagrożenie dla niezrealizowania tych inwestycji a w konsekwencji niezrealizowania wskaźników rzeczowych i finansowych, co w znaczny sposób utrudni możliwość efektywnej realizacji Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Związek Gmin i Powiatów Subregionu Zachodniego Województwa Śląskiego | W związku z pojawieniem się w Rządowym Centrum Legislacji projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii, w imieniu Związku Gmin i Powiatów Subregionu Zachodniego Województwa Śląskiego pragnę wyrazić niepokój związany z możliwymi negatywnymi konsekwencjami zaproponowanych zmian legislacyjnych dotyczących sposobu funkcjonowania modelu prosumenckiego. Zmiany te mogą mieć negatywny wpływ bądź całkowicie uniemożliwić prawidłową realizację i rozliczenie projektów dofinansowanych ze środków Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020.  Proponowana w projekcie ustawy zmiana wpłynie na realizowane przez samorządy projekty z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w infrastrukturze publicznej i mieszkaniowej, gdyż projekt ustawy definiuje podstawy nowego systemu rozliczeń z wyprodukowanej energii, zakazując osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, likwidując jednocześnie obecny system opustów, który nie będzie dostępny dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 roku.  Aby uniknąć spodziewanych przez samorządy problemów, konieczne jest wprowadzenie dwuletniego okresu przejściowego oraz utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wprowadzających energię do sieci do 31 grudnia 2023 roku. Jest to data wskazana w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Przepisy ww. dyrektywy zakazują osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej po 31 grudnia 2023 roku, podczas gdy projekt krajowej ustawy wskazuje na likwidację systemu opustów już pod koniec bieżącego roku.  Wprowadzenie dwuletniego vacatio legis pozwoli na dokończenie rozpoczętych projektów parasolowych oraz grantowych, w przypadku których bezgotówkowy system upustu stanowi podstawę do osiągnięcia wskaźników projektu.  Ponadto, istotnym czynnikiem sukcesu realizacji projektów w nowej perspektywie budżetowej będzie również utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji. Pozwoli to na kontynuację projektów parasolowych oraz grantowych w nowej perspektywie finansowej 2021-2027. Ograniczenie systemu opustu do samej energii czynnej zmniejszyłoby presję na przewymiarowywanie mocy instalacji fotowoltaicznych. System rozliczenia energii wprowadzonej i pobranej z mikroinstalacji jest nie tylko fundamentem rozwoju instalacji fotowoltaicznych, ale także ekologicznych źródeł grzewczych, jak np. pompy ciepła. Dlatego istnieje silna i uzasadniona obawa, że zakończenie systemu opustów utrudni nie tylko realizację projektów fotowoltaicznych, ale także projektów związanych z pompami ciepła.  Jako przedstawiciel Związku Gmin i Powiatów Subregionu Centralnego, samorządnego stowarzyszenia 81 jednostek samorządu terytorialnego z obszaru województwa śląskiego, powołanego w celu wsparcia idei samorządności lokalnej, ale także ochrony wspólnych interesów, apeluję zatem o:  • Przedłużenie okresu obowiązywania obecnego rozliczenia prosumentów, i w konsekwencji likwidacji systemu opustów od 31 grudnia 2023 roku,  • Utrzymanie możliwości bezgotówkowego rozliczenia prosumentów po 31 grudnia 2023 roku minimum dla energii czynnej bez kosztów dystrybucji.  Biorąc pod uwagę skalę problemu w województwie śląskim, gdzie na dzień dzisiejszy 28 projektów gmin i powiatów Subregionu Centralnego z zakresu efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii o łącznej wartości przekraczającej kwotę 51 mln PLN dofinansowania jest w trakcie realizacji, a niemal 35 projektów o łącznej wartości dofinansowania przekraczającej kwotę 43 mln PLN pozostaje na listach rezerwowych (są to projekty, które będą stopniowo wybierane do dofinansowania w miarę pojawiania się wolnych środków finansowych, zatem ich realizacja będzie i tak znacznie opóźniona) – istnieje realne zagrożenie dla niezrealizowania samych projektów, a w konsekwencji zagrożenie osiągnięcia wskaźników rzeczowych i finansowych, co w znaczny sposób utrudni efektywną realizację Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Jarosław Supłacz | **Obecnie tworzymy kastę osób uprzywilejowanych, którzy podpisując umowy dostają 80% opust na lata. W imię czego za koszty jakie ponosi energetyka na rozliczeniach z prosumentami ma płacić każdy konsument energii elektrycznej?**  Nie dość, że Polska będzie miała jedną z najwyższych cen energii elektrycznej w Europie ze względu na koszt certyfikatów na CO2 to jeszcze konsumenci muszą się składać na daninę dla prosumentów.  Więcej na ten temat w załączonym materiale:  ***Prosumenci płacą haracz konsumentom*** | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | Proponujemy likwidację mechanizmu upustu dla prosumentów w całości, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE.  Zachowanie mechanizmu opustu dla prosumentów, nie powinno być dopuszczalne z dwóch względów:  Po pierwsze jest on niedopuszczalny w świetle art. 18 ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943, który przewiduje, że Taryfy dystrybucyjne muszą odzwierciedlać koszty korzystania przez użytkowników systemu, w tym odbiorców aktywnych, z sieci dystrybucyjnej.  Tymczasem omawiany przepis zwalnia prosumentów (odbiorców aktywnych) z kosztów dystrybucji energii w całości.  Po drugie przyjęty mechanizm finansowania opłat dystrybucyjnych ze środków sprzedawcy zobowiązanego, stanowi naruszenie art. 9 w związku z art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944.  Przepisy te wymagają swobody ustalenia ceny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców.  Przyjęcie, że sprzedawca energii nie może ustalić dla prosumentów cen energii na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową, skutkuje subsydiowaniem skrośnym prosumentów. Prowadzi to również do dyskryminacji wobec sprzedawców, nie podlegających temu obowiązki i braku równości w dostępie do odbiorców.  W świetle art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944 niedopuszczalne jest również utrzymanie jakiejkolwiek interwencji cenowej dla prosumentów będących przedsiębiorcami innych niż mikroprzedsiębiorcy. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy likwidację mechanizmu upustu dla prosumentów w całości, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE.  Zachowanie mechanizmu opustu dla prosumentów, nie powinno być dopuszczalne z dwóch względów:  Po pierwsze jest on niedopuszczalny w świetle art. 18 ust. 7 rozporządzenia (UE) 2019/943, który przewiduje, że Taryfy dystrybucyjne muszą odzwierciedlać koszty korzystania przez użytkowników systemu, w tym odbiorców aktywnych, z sieci dystrybucyjnej.  Tymczasem omawiany przepis zwalnia prosumentów (odbiorców aktywnych) z kosztów dystrybucji energii w całości.  Po drugie przyjęty mechanizm finansowania opłat dystrybucyjnych ze środków sprzedawcy zobowiązanego, stanowi naruszenie art. 9 w związku z art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944.  Przepisy te wymagają swobody ustalenia ceny energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców.  Przyjęcie, że sprzedawca energii nie może ustalić dla prosumentów cen energii na poziomie przewyższającym koszty, umożliwiającym rzeczywistą konkurencję cenową, skutkuje subsydiowaniem skrośnym prosumentów. Prowadzi to również do dyskryminacji wobec sprzedawców, nie podlegających temu obowiązki i braku równości w dostępie do odbiorców.  W świetle art. 5 ust. 1 i 7 dyrektywy 2019/944 niedopuszczalne jest również utrzymanie jakiejkolwiek interwencji cenowej dla prosumentów będących przedsiębiorcami innych niż mikroprzedsiębiorcy. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | Proponujemy likwidację mechanizmu obowiązku zakupu energii z OZE po ustalonej cenie regulowanej, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE.  Zgodnie z art. 3 lit. a rozporządzenia (UE) 2019/943 na państwie członkowskim, spoczywa obowiązek zapewnienia, aby rynek energii elektrycznej funkcjonował w sposób zapewniający, że ceny ustala się na podstawie popytu i podaży;  Ponadto art. 9 wyklucza możliwość nałożenia obowiązków w sposób dyskryminacyjny. Nałożenie go wyłącznie na niektórych sprzedawców wyznaczonych przez Prezesa URE prowadzi do takiej dyskryminacji.  Ustalanie cen na rynku hurtowym przez Prezesa URE jedynie dla niektórych sprzedawców, zobowiązanych do zakupu po cenie regulowanej, jest zatem sprzeczne z tymi zasadami. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy likwidację mechanizmu obowiązku zakupu energii z OZE po ustalonej cenie regulowanej, gdyż mechanizm ten jest obecnie niezgodny z prawem UE.  Zgodnie z art. 3 lit. a rozporządzenia (UE) 2019/943 na państwie członkowskim, spoczywa obowiązek zapewnienia, aby rynek energii elektrycznej funkcjonował w sposób zapewniający, że ceny ustala się na podstawie popytu i podaży;  Ponadto art. 9 wyklucza możliwość nałożenia obowiązków w sposób dyskryminacyjny. Nałożenie go wyłącznie na niektórych sprzedawców wyznaczonych przez Prezesa URE prowadzi do takiej dyskryminacji.  Ustalanie cen na rynku hurtowym przez Prezesa URE jedynie dla niektórych sprzedawców, zobowiązanych do zakupu po cenie regulowanej, jest zatem sprzeczne z tymi zasadami. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | FOEEiG przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawia także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej.  Zwracamy uwagę, że odnawialna energetyka przemysłowa to wg szacunków FOEEiG możliwość szybkiego uruchomienia produkcji odnawialnej energii w wolumenach rzędu **1,9 TWh rocznie w fotowoltaice i 5,9 TWh rocznie w energetyce wiatrowej na lądzie, co odpowiada ponad 4,7% rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce**. Tak ukierunkowany rozwój OZE ma wiele zalet:   1. umożliwia realizację unijnych zobowiązań Polski w zakresie wzrostu udziału OZE w strukturze produkcji energii przy jednoczesnym 2. ograniczeniu kosztów po stronie operatorów, ponieważ duże zakłady przemysłowe zazwyczaj mają własne sieci i możliwość podjęcia się bilansowania zmiennego profilu generacji źródeł pogodozależnych, 3. ponadto, lokalizacja nieopodal zakładów przemysłowych oznacza rozwój OZE na terenach, których walory krajobrazowo-przyrodnicze w ten sposób nie ucierpią, 4. wreszcie, pozwala na zatrzymanie utraty konkurencyjności przez Polski przemysł w dwóch istotnych aspektach: 5. ograniczenia śladu węglowego produktów (wymogi regulacyjne w UE, oczekiwania instytucji zapewniających finansowanie inwestycji i rosnących grup klientów) oraz 6. racjonalizacji kosztów energii, które w wyniku drastycznie rosnących cen uprawnień do emisji i dominacji w Polsce źródeł węglowych, powodują, że ceny energii dla przemysłu w Polsce są jednymi z najwyższych w UE, 7. rozwój OZE (produkcji zielonej energii) na terenach zakładów przemysłowych (odbiorców zielonej energii), sprzyja rozwojowi energetyki rozproszonej obniżając koszty dystrybucji energii sieci PSE.   Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest m.in. przedmiotem niniejszym konsultacji. Zdaniem FOEEiG te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych.  Regulacje, które w ocenie FOEEiG muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne oraz zwiększyć zainteresowanie przemysłu zawieraniem umów zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców to:   1. likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz 2. wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3. stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy.   Propozycje i uwagi FOEEiG zawierają m.in.:  - doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej,  - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia,  - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II),  - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.  Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu, ale również branży OZE, będzie jednocześnie prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej.  Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości.  Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej.  Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu:  1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez:  - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub  - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO2, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania,  2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO2 byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiających polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych,  3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO2 (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.  Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały.  Zmiany w omówionym wyżej zakresie mają pierwszorzędne znaczenie dla odbiorców energii. Dla ich oczekiwanego skutku propozycje w zakresie linii bezpośredniej, umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii i zwolnień energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią oraz na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii z obciążeń wynikających z finansowania systemów wsparcia w energetyce a także podatku akcyzowego powinny być traktowane łącznie: **punkty 1, 3, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 tabeli poniżej** (chronologia zgłaszanych uwag wynika z systematyki projektu wynikającej z kolejności przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii). Inaczej niemożliwe będzie osiągnięcie zakładanych w uzasadnieniu projektu rezultatów w zakresie rozwoju OZE w modelu rozproszonym.  Chcielibyśmy, już na wstępie, zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. brzmienie zmiany definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM Polska Miedź | KGHM przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawia także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej.  Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest m.in. przedmiotem niniejszym konsultacji. Zdaniem KGHM te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych.  Regulacje, które w ocenie KGHM muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne oraz zwiększyć zainteresowanie przemysłu zawieraniem umów zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców to:   1. likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz 2. wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3. stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy.   Propozycje i uwagi KGHM zawierają m.in.:  - doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej,  - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych  źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia,  - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II),  - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.  Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu, ale również branży OZE, będzie jednocześnie prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej.  Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości.  Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej.  Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu:  1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez:  - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub  - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO2, w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania,  2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO2 byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiających polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych,  3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO2 (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.  Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały.  Zmiany w omówionym wyżej zakresie mają pierwszorzędne znaczenie dla odbiorców energii. Dla ich oczekiwanego skutku propozycje w zakresie linii bezpośredniej, umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii i zwolnień energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią oraz na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii z obciążeń wynikających z finansowania systemów wsparcia w energetyce a także podatku akcyzowego powinny być traktowane łącznie: punkty 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 tabeli poniżej (chronologia zgłaszanych uwag wynika z systematyki projektu wynikającej z kolejności przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii). Inaczej niemożliwe będzie osiągnięcie zakładanych w uzasadnieniu projektu rezultatów w zakresie rozwoju OZE w modelu rozproszonym.  Chcielibyśmy, już na wstępie, zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. brzmienie zmiany definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawiamy także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej.  Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest przedmiotem niniejszym konsultacji. Naszym zdaniem te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych.  Regulacje, które w naszej ocenie muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne to:   1. likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, 2. stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3. stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy 4. usprawnienia procedur administracyjnych dotyczących procesu inwestycyjnego farm wiatrowych- niezbędne są zmiany prowadzące do przyspieszenia procesu inwestycyjnego i umożliwiające przyłączenie nowych mocy w jak najkrótszym czasie. 5. preferencje dla odbiorców przemysłowych zaangażowanych w rozwój mocy OZE - należy stworzyć otoczenie regulacyjne umożliwiające odbiorcom przemysłowym rozwój jednostek OZE, także w sytuacjach, w których jednostka wytwórcza zlokalizowana jest w innym miejscu niż miejsce poboru energii.   Propozycje i uwagi zawierają m.in.:  - doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej,  - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia,  - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II),  - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.  Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu ale również branży OZE, będzie jednocześnie, prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej.  Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości.  Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej.  Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu:   1. warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez:  * produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub * zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO2,   w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania,   1. braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO2 byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiających polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych, 2. wzrostu cen uprawnień do emisji CO2 (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.   Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały.  Chcielibyśmy, już na wstępie, także zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. zmiana definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu.  Uwagi szczegółowe wraz z ich uzasadnieniem oraz z propozycjami przepisów zostały przedstawione poniżej. | **Uwaga nieuwzględniona**  Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Przy okazji przedstawienia stanowiska do projektu przedstawiamy także propozycję stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej, poprzez likwidację barier regulacyjnych, uruchomienie dedykowanego finansowania oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej.  Doskonałą okazją do wprowadzenia odpowiednich zmian regulacyjnych jest właśnie obowiązek implementowania do krajowego porządku prawnego aktów prawa UE. W tym przypadku są to przede wszystkim: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE z 21.12.2018, L 328/82) „dyrektywa RED II”, która wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej nakładając jednocześnie na państwa członkowskie UE określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, tzw. „dyrektywa rynkowa”, która wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, zalecając jednocześnie ich wdrożenie przez państwa członkowskie i której implementacja jest m.in. przedmiotem niniejszym konsultacji. Naszym zdaniem te dwie regulacje są ze sobą ściśle związane i zasadne jest przynajmniej częściowe uwzględnienie zarówno dyrektywy RED II jak i dyrektywy rynkowej w jednym projekcie zmian przepisów krajowych.  Regulacje, które w naszej ocenie muszą być wprowadzone, by wyzwolić potencjał przemysłowej energetyki opartej o źródła odnawialne oraz zwiększyć zainteresowanie przemysłu zawieraniem umów zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców to:  1) likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz  2) wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią,  3) stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy.  Nasze propozycje i uwagi zawierają m.in.:  - doprecyzowanie zmiany definicji linii bezpośredniej oraz wprowadzenie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej,  - dodanie zwolnienia z obowiązku uzyskiwania zgody na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana jest energia elektryczna z odnawialnych  źródeł energii potwierdzona wydaniem gwarancji pochodzenia,  - wprowadzenie definicji umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (transpozycja dyrektywy RED II),  - wprowadzenie zwolnień z obciążeń stanowiących finansowanie systemów wsparcia w energetyce dla energii z odnawialnych źródeł energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej lub będącej przedmiotem umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.  Przygotowane stanowisko wraz z uzasadnieniem, uwzględniając powyższe postulaty polskiego przemysłu, ale również branży OZE, będzie jednocześnie prawidłowym wypełnieniem obowiązku implementacji do polskiego porządku prawnego dyrektyw: RED II oraz dyrektywy rynkowej.  Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości.  Wprowadzenie w życie proponowanych przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej.  Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu:  1) warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2021 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez:  - produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub  - zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO2,  w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania,  2) braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO2 byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiających polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych,  3) wzrostu cen uprawnień do emisji CO2 (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.  Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach, bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem pogłębiały.  Zmiany w omówionym wyżej zakresie mają pierwszorzędne znaczenie dla odbiorców energii. Dla ich oczekiwanego skutku propozycje w zakresie linii bezpośredniej, umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii i zwolnień energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią oraz na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii z obciążeń wynikających z finansowania systemów wsparcia w energetyce a także podatku akcyzowego powinny być traktowane łącznie: **punkty 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 tabeli poniżej** (chronologia zgłaszanych uwag wynika z systematyki projektu wynikającej z kolejności przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii). Inaczej niemożliwe będzie osiągnięcie zakładanych w uzasadnieniu projektu rezultatów w zakresie rozwoju OZE w modelu rozproszonym.  Chcielibyśmy, już na wstępie, zwrócić uwagę, że niektóre z proponowanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska przepisów budzą poważne wątpliwości (np. brzmienie zmiany definicji linii bezpośredniej) a ich skutek może być odwrotny do celu zakładanego przez dyrektywę rynkową, której założenia powinny być w całości przejęte przez krajowego ustawodawcę, zarówno w samym projekcie zmiany ustawy jak również w jego uzasadnieniu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Grupa Azoty | Grupa Azoty SA popiera propozycję Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) stworzenia podstaw dla rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej przy okazji implementowania do krajowego porządku prawnego dyrektywy „rynkowej” (*dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca  2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE*), która jest przedmiotem konsultowanego projektu, i dyrektywy RED II (*dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych*), której termin implementacji również upływa w br. Naszym zdaniem, ww.regulacje są nierozerwalnie powiązane i łącznie warunkują możliwość uruchomienia rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej w Polsce.  Zwracamy uwagę, że odnawialna energetyka przemysłowa to wg szacunków FOEEiG możliwość szybkiego uruchomienia produkcji odnawialnej energii w wolumenach rzędu **1,9 TWh rocznie w fotowoltaice i 5,9 TWh rocznie w energetyce wiatrowej na lądzie, co odpowiada ponad 4,7% rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce**. Tak ukierunkowany rozwój OZE ma wiele zalet:   1. umożliwia realizację unijnych zobowiązań Polski w zakresie wzrostu udziału OZE w strukturze produkcji energii przy jednoczesnym 2. ograniczeniu kosztów po stronie operatorów, ponieważ duże zakłady przemysłowe zazwyczaj mają własne sieci i możliwość podjęcia się bilansowania zmiennego profilu generacji źródeł pogodozależnych; 3. ponadto, lokalizacja nieopodal zakładów przemysłowych oznacza rozwój OZE na terenach, których walory krajobrazowo-przyrodnicze w ten sposób nie ucierpią; 4. wreszcie, pozwala na zatrzymanie utraty konkurencyjności przez Polski przemysł w dwóch istotnych aspektach: 5. ograniczenia śladu węglowego produktów (wymogi regulacyjne w UE, oczekiwania instytucji zapewniających finansowanie inwestycji i rosnących grup klientów)   oraz   1. racjonalizacji kosztów energii, które w wyniku drastycznie rosnących cen uprawnień do emisji i dominacji w Polsce źródeł węglowych, powodują, że ceny energii dla przemysłu w Polsce są jednymi z najwyższych w UE.   Ten potencjał nie zostanie jednak wykorzystany bez likwidacji wskazanych w pkt poniżej barier regulacyjnych oraz stworzenia spójnego systemu zachęt:   1. likwidacja ograniczenia w lokowaniu źródeł wiatrowych poprzez usunięcie lub złagodzenie stosowania tzw. zasady „10H” oraz wprowadzenie wyłączeń od ustanowionych wymogów i procedur dla inwestycji w elektrownie wiatrowe planowych na terenach zabudowy techniczno-produkcyjnej i terenach infrastruktury technicznej, 2. stworzenie możliwości budowania źródeł energii odnawialnej przez podmioty zewnętrzne (w stosunku do właścicieli sieci elektroenergetycznych, do których zostaną one przyłączone) i wprowadzanie produkowanej w nich energii elektrycznej do sieci wewnątrzzakładowych linią bezpośrednią, 3. stworzenie preferencji regulacyjnych i podatkowych, dla zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bezpośrednio od wytwórcy.   Zaproponowane rozwiązania stanowią istotny element zabezpieczający polski przemysł przed utratą konkurencyjności oraz tworzą warunki dla jego stabilnego rozwoju w przyszłości.  Wprowadzenie w życie proponowanych poniżej przepisów wyeliminuje lub przynajmniej w znacznym stopniu ograniczy podstawowe zagrożenie, jakim dla perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu są rosnące (zdecydowanie szybciej niż w innych krajach UE) koszty energii elektrycznej.  Zdecydowanie szybszy niż w innych krajach UE wzrost kosztów energii elektrycznej w Polsce może nastąpić z powodu:   1. warunkowania, przez Komisję Europejską, dostępu odbiorców przemysłowych do systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji po 2020 r. ograniczaniem śladu węglowego poprzez:  * produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE przyłączonych do własnej sieci elektroenergetycznej lub * zawieranie umów zakupu energii elektrycznej bez emisji CO2,   w ilości pokrywającej nie mniej niż 30 % ich zapotrzebowania,   1. braku dostępnych technologii, które w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO2 byłyby w stanie na skalę systemową, produkować energię elektryczną po kosztach umożliwiających polskiemu przemysłowi skuteczne konkurowanie na rynku europejskim i rynkach światowych, 2. wzrostu cen uprawnień do emisji CO2 (a więc i kosztów energii produkowanej w źródłach opartych o paliwa kopalne), wywołanego kontynuacją zmian w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji, wdrażaniem Pakietu Zimowego oraz pracami nad długoterminową strategią nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej klimatycznie europejskiej gospodarki, a także postanowieniami Europejskiego Zielonego Ładu, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.   Występujące już dzisiaj różnice w tych kosztach (w latach ubiegłych **na poziomie średnio 15 EUR/1MWh na poziomie giełdowych cen na rynku hurtowym energii na korzyść Niemiec, czyli bez uwzględnia pogłębiających tę różnicę kosztów dystrybucyjnych i regulacyjnych**), bez szybkiej ingerencji ze strony polskiego rządu, będą się z czasem jeszcze mocniej pogłębiały.  Nieuwzględnienie przedstawionych poniżej postulatów może tymczasem doprowadzić do dalszego **zahamowania rozwoju odnawialnej energetyki przemysłowej poprzez redakcję stwarzającą ryzyko zakwalifikowania nawet inwestycji w OZE przez zakłady przemysłowe w ramach autoprodukcji jako przyłączonych linią bezpośrednią**, co wobec braku analogicznych jak zawarte w niniejszej propozycji preferencji regulacyjnych i podatkowych, uczyni nawet takie inwestycje nieopłacalnymi. **Skaże to polski przemysł na wyższe niż w innych państwach UE i drastycznie rosnące koszty energii, ograniczając jednocześnie warunkowane zrównoważonym charakterem możliwości finansowania inwestycji i narażając krajowych producentów na utratę rynku na rzecz zagranicznych konkurentów stosujących „zielony” marketing**.  Dodatkowo, uwzględnienie poniższych uwag przesądzi o tym, **czy produkcja wodoru kwalifikowalnego w UE wg restrykcyjnych kryteriów jako odnawialny** stanie się w Polsce w ogóle możliwa. | **Uwaga nieuwzględniona**  Przedstawione uwagi w zakresie energetyki odnawialnej przemysłowej są poza zakresem projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | **Zmiana sposobu rozliczeń prosumentów**  Kierunek proponowanych zmian w sposobie rozliczenia prosumentów i zwiększenie roli mechanizmów rynkowych należy ocenić pozytywnie, jednak tak radykalne zmiany wprowadzane w tak krótkim czasie należy poprzedzić dokładnymi analizami i ocenami skutków ich wprowadzenia.  Z jednej strony wprowadzenie równych, rynkowych mechanizmów funkcjonowania dla wszystkich producentów energii w systemie, może przynieść pozytywne efekty w postaci obniżenia hurtowych cen energii elektrycznej. Zaproponowane zmiany dla prosumentów mogą również stworzyć motywację do inwestycji w magazyny energii, które mogą zwiększyć racjonalność zużycia energii poprzez jego dostosowanie do aktualnej sytuacji popytowo-podażowej w systemie oraz lokalnych warunków sieciowych. Większa świadomość i aktywizacja odbiorców końcowych jest niezmiernie ważna w długoterminowej transformacji sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Uelastycznienie popytu odbiorców końcowych, którzy posiadają ku temu dziś niewykorzystywany potencjał, otwiera szansę na szersze wykorzystanie OZE w systemie bez konieczności ponoszenia nakładów na moce rezerwowe.  Z drugiej jednak strony proponowane zmiany mogą drastycznie zmienić warunki inwestycji i spowodować załamanie rynku prosumenckiego i zablokowanie potencjału najmniejszych odbiorców w partycypacji w rozwoju tak bardzo potrzebnych zielonych mocy w polskim systemie. Skutki wprowadzenia zmian dla stopnia wykorzystania potencjału prosumentów nie zostały w projekcie wystarczająco szczegółowo przedstawione.  Nowy sposób rozliczania prosumentów może prowadzić także do bardziej sprawiedliwej partycypacji poszczególnych grup odbiorców w ponoszeniu kosztów sieciowych, które generują oni dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Naszym zdaniem wskazane jest dążenie do ustalania kosztów sieciowych w sposób jak najbardziej zbliżony do faktycznych kosztów wykorzystania sieci generowanych przez danego odbiorcę końcowego. W tym celu należy jednak dokonać szczegółowych analiz wpływu prosumentów na sieć elektroenergetyczną i generowane koszty dla operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego oraz wpływu na koszty sieciowe ponoszone przez pozostałych odbiorców.  Priorytetowym wyzwaniem jest transformacja polskiego systemu elektroenergetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Zaangażowanie prosumentów jest jednym z dostępnych i niezbędnych działań i dlatego należy dążyć do zrównoważonego, stabilnego rozwoju rozproszonych jednostek wytwórczych w pespektywie średnioterminowej,  z poszanowaniem pozostałych użytkowników systemu. Wprowadzanie jednak tak istotnych zmian dla prosumentów powinno zostać poprzedzone szczegółowymi, rzetelnymi analizami, tak aby zapewnić optymalne korzyści dla wszystkich użytkowników sieci. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć | Proponowane w projekcie zmiany dotyczące nowego systemu rozliczania energii przez prosumenta indywidualnego, jak również proponowany termin wprowadzenia tych zmian, budzą zaniepokojenie organizacji pozarządowych. Proponowany termin – 1 stycznia 2022 r. – jest zdecydowanie zbyt szybki, biorąc m.in. pod uwagę etap procedowania projektu, który aktualnie konsultujemy. Zmiana systemu rozliczeń w proponowanym terminie spowoduje wstrząs dla krajowego rynku energii, istotne straty dla przedsiębiorstw montujących instalacje PV i całkowity spadek zaufania obywateli do ustawodawcy. Sam proponowany system jest zaś zdecydowanie niekorzystny dla prosumentów i stawia ich przed koniecznością konkurowania z dużymi podmiotami biznesowymi na nierównych zasadach, biorąc pod uwagę, że prosument miałby sprzedawać swoją energię po cenie bez obciążeń (podatki, certyfikaty, itd.), a odkupywać ją później po cenie znacznie wyższej, obejmującej wszystkie te obciążenia. To jest system niesprawiedliwy społecznie, a przede wszystkim niezgodny z dyrektywą RED II i zobowiązaniami Polski w obszarze zwiększania udziału OZE i wspierania energetyki obywatelskiej na OZE opartej. Problemy z przyłączaniem nowych prosumentów OZE do sieci powinny być rozwiązywane na poziomie OSD i projektów modernizujących sieci, a powinno to zostać poprzedzone sporządzeniem całościowej analizy problemów i potrzeb związanych z rosnącym rynkiem obywatelskiej energetyki odnawialnej w Polsce. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Polski Alarm Smogowy | Polski Alarm Smogowy i Krakowski Alarm Smogowy wnioskują o **utrzymanie obecnego systemu rozliczenia (tj. opustów) dla wszystkich prosumentów, którzy z dniem rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej posiadają zainstalowaną pompę ciepła do ogrzewania budynku**    **Uzasadnienie**: utrzymanie atrakcyjnego systemu rozliczeń, opartego o opusty dla podmiotów, które decydują się na źródło ogrzewania niepowodujące niskiej emisji (tj. pompę ciepła) pozytywnie przełoży się na działania dla czystego powietrza w Polsce. Niska emisja pochodząca z ogrzewania budynków paliwami stałymi powoduje, iż Polska jest krajem Unii Europejskiej o największym zanieczyszczeniu powietrza.  Wciąż powszechną praktyką jest taka w której gospodarstwa domowe decydują się na przydomową produkcję energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej, użytkując jednocześnie, pozaklasowe kotły/piece na paliwa stałe (węgiel, drewno). Regulacje krajowe powinny premiować tych prosumentów, którzy jednocześnie decydują się na bezemisyjną formę ogrzewania.  Już w tej chwili 20% beneficjentów programu Czyste Powietrze decyduje się na zamianę urządzeń grzewczych na paliwa stałe na pompy ciepła. Wybór ten jest podyktowany m.in. dostępem do atrakcyjnych rozliczeń dla prosumentów. Pogorszenie warunków rozliczeń dla prosumentów przełoży się również na zmniejszenie atrakcyjności pomp ciepła, które powinny stanowić jedną z najbardziej preferowanych technologii.    Jednocześnie postulujemy przesunięcie w czasie rezygnacji z obecnego systemu rozliczeń dla wszystkich prosumentów z proponowanego terminu **31 grudnia 2021 r. na 31 grudnia 2023 r.**    **Uzasadnienie**: takie przesunięcie ma zasadnicze znaczenie dla uspokojenia obecnej sytuacji rynkowej spowodowanej zapowiedzią nowych warunków rozliczeń od 1 stycznia 2022 r. Jednocześnie, tak krótki termin, nie tylko prowadzi do niepokoju na rynku i wzrostu cen instalacji fotowoltaicznych, ale jest również niesprawiedliwy dla wielu gospodarstw domowych, które planowały zostać prosumentami w 2022 r. lub 2023 r. Często powodem odkładania decyzji na kolejny rok był brak dostatecznych środków finansowych. Zmiana warunków rozliczania uderzy więc głównie w uboższe gospodarstwa domowe, które planowały zostać prosumentami i nie będą mogły skorzystać już z atrakcyjniejszej formy rozliczeń. Po 2023 r. należy rozważyć system wsparcia dla uboższych gospodarstw domowych, który poprawi atrakcyjność inwestycji w przydomową fotowoltaikę dla tej grupy prosumentów. Takie podwyższone wsparcie mogłoby być udostępniane w ramach programu Mój Prąd, analogicznie do programu Czyste Powietrze, gdzie funkcjonuje podwyższony poziom dofinansowania dla gospodarstw domowych o niższych dochodach. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Energii Odnawialnej | **System opustów**  W ocenie Stowarzyszenia w Polsce do 2035 roku jest miejsce na 25 GW - 30 GW mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych, z czego ponad połowa przypadnie na mikro- i mini- instalacje prosumenckie. Powyższe to instalacje rozproszone, finansowane w całości ze środków prywatnych, które zaspokoiłoby w przybliżeniu 7% - 9% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną. Rząd uruchomił mechanizmy wsparcia, które zaangażowały prywatny kapitał i spowodowały dynamiczny rozwój sektora prosumenckiej fotowoltaiki, której zaletą jest prostota i łatwość oceny dla masowego odbiorcy.  Zgodnie z Projektem, począwszy od dnia 1 stycznia 2022 r. ma nastąpić wygaszenie systemu opustów i zastąpienie go modelem zakupu i sprzedaży energii. Jak wynika z uzasadnienia do przedmiotowej zmiany, powyższe wynika z wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Zgodnie z art. 15 ust. 4 tego dokumentu, państwa członkowskie, w których istniejące systemy nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, nie przyznają nowych praw w tych systemach na okres po 31 grudnia 2023 r. Jednocześnie zgodne z przywołaną Dyrektywą, w każdym przypadku wszyscy odbiorcy objęci istniejącymi systemami muszą mieć w każdej chwili możliwość wyboru nowego systemu, który rozlicza oddzielnie energię elektryczną wprowadzaną do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych.  Zgodnie z Projektem, system opustów ma zostać zastąpiony nowymi rozwiązaniami dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 r., dzięki którym otrzymają oni bezterminową możliwość sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego. Cena zakupu wyprodukowanej przez prosumenta energii elektrycznej będzie wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy - Prawo energetyczne. Jednocześnie inni sprzedawcy lub agregatorzy będą mieli prawo do oferowania lepszych warunków dla prosumentów, niż te wskazane powyżej. Przedmiotowe rozwiązania mogą okazać się skuteczną alternatywą w dłuższej perspektywie, ich realne wdrożenie wymaga jednak znacznie dłuższego okresu aniżeli ten przewidziany w Projekcie.  Podkreślenia wymaga, iż wprowadzanie tak radykalnych zmian systemowych na tym dynamicznie rozwijającym się rynku, będzie skutkowało szeregiem negatywnych konsekwencji, związanych między innymi z likwidacją miejsc pracy oraz ryzykiem utraty środków unijnych przeznaczonych na programy wsparcia bazujące na systemie opustów. Wykorzystanie w pełni okresu przewidzianego w Dyrektywie pozwoliłoby przedsiębiorstwom zajmującym się instalacją mikroinstalacji na dostosowanie podejmowanej działalności do nowych uwarunkowań prawnych i tym samym na utrzymanie zatrudnienia. Jednocześnie projektowane rozwiązania regulacyjne w odbiorze rynku stanowią pogorszenie ekonomicznych warunków inwestycji w mikroinstalacje fotowoltaiczne.  Projektowana zmiana czyni z prosumentów przedsiębiorców i to w tak trudnej i koncesjonowanej branży, jaką jest energetyka. Zgodnie z projektowanymi zmianami najmniejszy wytwórca przestanie być prosumentem, a stanie się de facto producentem. Będzie produkował energię elektryczną i ją sprzedawał. Kwestią dyskusyjną pozostaje konieczność uzyskania koncesji na obrót energią. Obecnie w gospodarstwie domowym o średnim rocznym zużyciu energii wynoszącym 3.500 kWh, instalacja fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej wynoszącej 5 kW pozwoli na pełne „zbilansowanie” prosumenta. Jednocześnie z tytułu „magazynowania” energii w sieci w ramach obowiązującego systemu opustów „podaruje” on sieci w przybliżeniu 800 kWh. Przy instalacji o mocy wynoszącej 10 GW to już 1,6 TWh, co stanowi 1% rocznego całkowitego zużycia energii elektrycznej. Stoimy na stanowisku, że wolumen ten jest wystarczająco duży, aby spółki dystrybucyjne dostosowały się do wyzwań wynikających z rozwoju energetyki rozproszonej.  Odnosząc się do tak znaczących zmian planowanych do podjęcia na krajowym rynku instalacji fotowoltaicznych warto odnotować radykalne różnice występujące pomiędzy Polską a innymi krajami Unii Europejskiej, w zakresie mocy wytwórczych w ramach tej technologii, a co za tym idzie stopniem nasycenia rozwoju tego segmentu odnawialnych źródeł energii. Jak wynika z danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych, na koniec 2020 r. moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznych w Polsce wyniosła niespełna 4 GW, przy czym obserwowana obecnie dynamika przyrostów nowych mocy oscyluje wokół 2 GW rocznie. Co szczególnie istotne, w przybliżeniu 75% rynku polskiego stanowią mikroinstalacje fotowoltaiczne. Dla porównania, zgodnie z danymi publikowanymi przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej [IRENA], w przypadku Niemiec w 2020 r. było to już ponad 50 GW mocy zainstalowanej. Powyższe jednoznacznie wskazuje, jak odmienne skutki będzie miało wyhamowanie rozwoju tego sektora OZE w związku ze zmianą przepisów dla poszczególnych krajów i dlaczego konieczne jest podjęcie działań ukierunkowanych na utrzymanie dynamiki rozwoju tego rynku w Polsce. Przyspieszanie procesu wygaszania systemu opustów spowoduje znaczące wyhamowanie rozwoju przedmiotowego sektora, a co za tym idzie należy ocenić je jako jednoznacznie szkodliwe.  Mając na uwadze powyższe postulujemy, by wygaszanie prosumenckiego systemu wsparcia instalacji fotowoltaicznych w obecnym kształcie oraz wdrożenie projektowanych mechanizmów alternatywnych nastąpiło z odpowiednio dłuższym okresem przejściowym, na co pozwala prawo wspólnotowe, tj. od dnia 31 grudnia 2023 r. Jednocześnie wnioskujemy o poprzedzenie wprowadzenia nowych rozwiązań pogłębionym dialogiem ze wszystkimi interesariuszami. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Federacja Przedsiębiorców Polskich | **Rozwiązania w zakresie przemysłowego OZE**  Przedstawiony projekt ustawy nie zawiera żadnych rozwiązań dedykowanych dla odbiorców przemysłowych, którzy z racji swojej specyfiki nie mają możliwości inwestycji  w OZE poprzez wykorzystanie linii bezpośredniej. **Odbiorcy przemysłowi, zwłaszcza**  **z sektorów branż energochłonnych niejednokrotnie posiadający potencjał rozwoju OZE, nie mogą wybudować takich instalacji na swoim terenie lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie ze względu na uwarunkowania środowiskowe i techniczne.** Zużycie energii zakładów energochłonnych jest bardzo duże i jednostki wytwórcze OZE, które pokrywałyby istotną część zużycia energii takiego zakładu wymagałyby olbrzymich terenów oraz korzystnych warunków technicznych (takich jak np. odpowiednia wietrzność), które fizycznie mogą nie być dostępne w danej lokalizacji. **Rozwiązaniem tego problemu jest wprowadzenie regulacji, które umożliwiają podmiotom przemysłowym inwestycje w jednostki wytwórcze OZE, które nie są zlokalizowane w miejscu zużycia energii przez odbiorcę**. Odpowiednie rozwiązania regulacyjne, które zrównywałyby sytuację podmiotów posiadających bezpośrednie połączenie jednostki wytwórczej OZE z miejscem zużycia oraz podmiotów posiadających taką jednostkę w innej lokalizacji, może umożliwić Polsce spełnienie ambitnych celów klimatycznych oraz doprowadzić do zwiększenia konkurencyjności polskiego przemysłu i gospodarki. **Do tego potrzebne jest także uwolnienie potencjału rozwoju najtańszej technologii wytwarzania energii czyli lądowej energetyki wiatrowej**. W związku z powyższym zwracam uwagę na konieczne do implementacji zmiany:  a) Złagodzenie zasady 10H dzięki czemu zostanie odblokowana możliwość rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych.  Niezbędna jest możliwie najszybsza, skuteczna i rzeczywista liberalizacja tzw. ustawy odległościowej pozwalająca na powstawanie nowych mocy z poszanowaniem opinii lokalnych społeczności.  b) Usprawnienia procedur administracyjnych dotyczących procesu inwestycyjnego farm wiatrowych.  Niezbędne są zmiany prowadzące do przyspieszenia procesu inwestycyjnego i umożliwiające przyłączenie nowych mocy w jak najkrótszym czasie.  c) Preferencje dla odbiorców przemysłowych zaangażowanych w rozwój mocy OZE.  Należy stworzyć otoczenie regulacyjne umożliwiające odbiorcom przemysłowym rozwój jednostek OZE, także w sytuacjach, w których jednostka wytwórcza zlokalizowana jest  w innym miejscu niż miejsce poboru energii. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny do wdrożenia do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Obecne zasady rozliczania prosumentów za energię eklektyczną przez tzw. mechanizm opustów, przy równoczesnej zapłacie przez sprzedawców operatorom systemów dystrybucyjnych (OSD) pełnych opłat zmiennych za usługi dystrybucji energii pobieranej z sieci, generują u sprzedawców zobowiązanych straty liczone w dziesiątkach milionów złotych roczne. W związku z zwracamy się z prośbą i oczekujemy niezwłocznej zmiany przepisów w taki sposób aby rozliczenia za energię elektryczną z prosumentami nie generowały u ww. sprzedawców strat, np. następowały w stosunku ilościowym 1:1 bez rozliczeń przez ww. sprzedawców usługi dystrybucji (patrz także dalsze uwagi). | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Regulacja zmieniająca zasady rozliczeń prosumentów energii odnawialnej, w zakresie odejścia od ponoszenia przez sprzedawców kosztów zmiennych opłat dystrybucyjnych jest właściwym kierunkiem i pozwoli ograniczyć koszty sprzedawców, działających na rynku konkurencyjnym. Tym niemniej warto wskazać, że celowe byłoby określenie mechanizmu wyrównawczego, w zakresie ponoszonych kosztów usług zmiennych dystrybucyjnych (tzw. ubytek dystrybucyjny), dla grupy prosumentów, którzy do dnia 31 grudnia 2021 r. rozpoczną wytwarzanie energii i pozostaną w systemie „opustu”. Pozostawienie po stronie sprzedawców zobowiązanych obowiązku ponoszenia tego kosztu na kolejne kilkanaście lat, będzie miało negatywny wpływ na wynik finansowy spółek obrotu. Jednym z mechanizmów mogłyby być rekompensaty dla sprzedawcy zobowiązanego poprzez opłatę OZE i wniosków o wypłatę do Zarządcy Rozliczeń S.A. W projekcie jednak całkowicie nie uwzględniono tych rekompensat dla sprzedawców zobowiązanych za rozliczenie dotychczasowych prosumentów, o co sprzedawcy wielokrotnie zabiegali i co sygnalizowali w dyskusjach z ministerstwami, w tym z Ministerstwem Klimatu i Środowiska. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Towarzystwo Obrotu Energią | Projekt zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii przewiduje możliwość odsprzedaży sprzedawcy od 1 stycznia 2022 r. energii elektrycznej przez prosumenta energii odnawialnej. Zaproponowane rozwiązanie jest bardzo kontrowersyjne. Po pierwsze sprzedawcy będą musieli do 31 grudnia 2021 r. dostosować systemy bilingowe do nowego sposobu rozliczeń prosumentów. Z kolei prosumenci sprzedający energię elektryczną będą musieli udokumentować sprzedaż rachunkiem albo fakturą. Rozliczenie energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej przez prosumenta na zasadach określonych w art. 2 pkt 4 lit. b) będzie wiązało się z koniecznością wystawienia przez prosumenta dokumentu księgowego. Na podstawie doświadczenia z wytwórcami, taki proces generuje bardzo dużo błędów w wystawianych przez Klientów dokumentach księgowych, zwiększoną liczbę zapytań w kanałach kontaktu, a co się z tym wiąże konieczność dedykowania dodatkowych zasobów obsługi Klienta, zwiększając tym samym koszt jego obsługi.    Cena Prezesa URE, o której mowa w art. 2 pkt 4 lit. b) projektu ustawy nie oddaje realnej wartości energii. Jeżeli rozliczenia mają być prowadzone na podstawie kwartalnych cen, publikowanych przez Prezesa URE, to przy rozliczeniu w rocznych okresach, a takie są najczęściej wybierane przez prosumentów, rachunek/faktura będzie musiała uwzględniać cztery różne ceny i odpowiednie ilości energii sprzedanej w poszczególnych kwartałach. W związku z tym prosument będzie musiał otrzymać od OSD informacje o ilości energii wprowadzonej do sieci w podziale na kwartały. Z kolei sprzedawca będzie musiał zweryfikować każdy rachunek/fakturę pod kątem poprawności kwartalnych i łącznych ilości energii oraz cen zastosowanych przez prosumenta w rozliczeniach. Z uwagi na dynamiczny wzrost liczby prosumentów, będzie łącznie to nawet kilkaset rachunków/faktur. Biorąc pod uwagę powyższe, w przypadku pozostawienia modelu ww. rozliczeń (patrz także inne uwagi) proponujemy:  a) uwzględnić w projekcie zapisy upoważniające sprzedawcę do wystawiania rachunków/faktur w imieniu i na rzecz prosumenta;  b) zmienić zapisy dotyczące terminu wprowadzenia proponowanych zmian na nie wcześniejszy niż 1 stycznia 2023 r.    Alternatywnie, jako bardziej rekomendowane, proponujemy wykreślenie z projektu wszystkich zapisów dotyczących odsprzedaży energii przez prosumentów i wprowadzenie rozwiązania polegającego na:  a) rozliczaniu przez sprzedawcę energii pobieranej przez prosumenta i ilości energii wytwarzanej w mikroinstalacji i wprowadzanej  do sieci w stosunku 1:1 bez rozliczenia przez sprzedawcę usługi dystrybucji z OSD;  b) wprowadzeniu obniżonych albo odrębnych stawek zmiennych dla energii pobieranej z sieci przez prosumentów i uwzględnieniu utraconych przychodów OSD w kalkulacji taryf za usługi dystrybucji zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi | **Nieoczekiwana i niespójna z wcześniejszymi zapowiedziami zmiana sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej oraz jej negatywny wpływ na sektor energetyki prosumenckiej.**    Według informacji opublikowanych przez Agencję Rynku Energii w Polsce, pod koniec marca 2021 roku funkcjonowało ponad 500 tys. prosumentów energii odnawialnej. Jedną z przyczyn tak dynamicznego wzrostu mikroinstalacji prosumenckich jest funkcjonujący system opustów w połączeniu ze spadkiem kosztów produkcji energii słonecznej oraz dedykowanym systemem wsparcia, który spowodował szybki przyrost mikroinstalacji fotowoltaicznych. W ostatnich miesiącach Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) wielokrotnie wskazywało na pozytywny charakter rozwoju energetyki prosumenckiej oraz wykazało chęć kontynuacji rozwoju sektora instalacji prosumenckich zapowiadając kolejną odsłonę programu wsparcia "Mój Prąd". Jednocześnie ze strony Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii (MRPiT) wielokrotnie pojawiały się zapowiedzi publikacji projektu ustawy wprowadzającej koncepcję prosumeryzmu zbiorowego, a w szczególności prosumeryzmu wirtualnego. Równie zaskakujące i niepokojące jest przedstawienie przez MRPiT alternatywnej koncepcji zmiany sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej w ramach mechanizmu opustów w systemie bilansowania 1:1, które nie jest możliwe do pogodzenia z propozycją zmiany regulacji autorstwa MKiŚ. Powyższa sytuacja oraz przedstawienie sprzecznych wizji rozwoju sektora prosumenckiego w negatywny sposób wpływają na rynek energetyki prosumenckiej powodując niepewność zarówno po stronie podmiotów biznesowych, inwestorów, jak i osób zainteresowanych zainstalowaniem mikroinstalacji OZE.    Fundacja z zaskoczeniem i niepokojem zapoznała się z przedłożonym do konsultacji Projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC 74) (dalej: Projekt nowelizacji) obejmującym w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dyrektywa 2019/944), który zakłada rezygnację z systemu opustów i zastąpienie go mechanizmem sprzedaży nadwyżek energii z instalacji prosumenckiej.  Niepokój Fundacji budzi również propozycja bardzo szybkiego tempa wprowadzania proponowanych w Projekcie nowelizacji zmian, a Projektodawca w żaden sposób nie uzasadnia proponowanej daty 1 stycznia 2022 r. jako początku obowiązywania nowego mechanizmu rozliczania prosumentów. Zaproponowany krótki okres przejściowy uniemożliwia dostosowanie się sektora energetyki prosumenckiej do nowych regulacji. Ponadto Fundacja wskazuje, że zarówno uzasadnienie projektu ustawy, jak i Ocena Skutków Regulacji (OSR) nie zawierają wyczerpujących i precyzyjnych wyjaśnień przyczyn rezygnacji z systemu opustów, który do tej pory oceniany był w sposób pozytywny. Co więcej, uzasadnienie ustawy oraz OSR nie zawierają analizy wpływu projektowanych regulacji na rynek energii, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki prosumenckiej. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej - POLSKA PV | W związku z prowadzonymi konsultacjami projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (nr UC74 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów) wnosimy o:  **Utrzymanie obowiązku rozliczenia w systemie “upustu” o których mowa w art. 4 ust. 1 do 31 grudnia 2023 r.**  **Zagwarantowanie prosumentom w nowym systemie rozliczenia możliwości sprzedaży energii w cenie sprawiedliwej uwzględniającej realną wartość tej energii biorąc pod uwagę odnawialne źródło jej wytworzenia. Do wysokości rocznego zużycia energii elektrycznej przez prosumenta powinna być to cena nie niższa niż wartość brutto, po której prosument kupuje energię od sprzedawcy bez kosztów jej dystrybucji. Z kolei sprzedawcy energii lub agregatorzy kupujący energię od prosumentów powinni mieć możliwość rozliczenia energii pobranej oraz wprowadzonej do sieci w bilansach rocznych.**  Uzasadnienie:  Rynek fotowoltaiczny w Polsce to głównie rynek mikroinstalacji fotowoltaicznych. W 2020 roku stanowiły one aż 84,4% mocy zainstalowanej w fotowoltaice co wyróżnia pozytywnie Polskę na tle innych krajów, w których dominują farmy fotowoltaiczne realizowane przez międzynarodowe koncerny i fundusze inwestycyjne. To właśnie mikroinstalacje fotowoltaiczne wprowadziły niespotykaną do tej pory demokratyzację energetyki i umożliwiły wprowadzenie lokalnych usług, wzrost zatrudnienia w lokalnych małych i średnich firmach, oraz podniosły wpływy z tytułu podatków płaconych w kraju. Ponad pół miliona Polaków korzysta obecnie z tańszej, własnej i czystej energii, a kolejne setki tysięcy czekają na swoją szansę. Niewątpliwą podstawą tego sukcesu był system opustów, dający praktyczną możliwość wykorzystania wyprodukowanej energii przez cały rok.  Ministerstwo Klimatu i Środowiska przekazało do konsultacji publicznych propozycję nowelizacji ustawy - prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii. Projekt ten, opublikowany 2 czerwca 2021 r. w Rządowym Centrum Legislacji, proponuje od 1 stycznia 2022 roku wygaszenie systemu opustów i zastąpienie go modelem zakupu i sprzedaży energii znacznie mniej korzystnym dla przyszłych prosumentów.  Autorzy projektu w jego uzasadnieniu powołują się na Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dokument ten mówi o zmianie systemów rozliczeń prosumentów nie później niż 31 grudnia 2023 roku co oznacza brak konieczności wprowadzania tak radykalnych zmian już od 1 stycznia 2022 roku. Zdaniem Stowarzyszenia, przy zmianie systemu już 31 grudnia 2021 roku, w wariancie optymistycznym uczestnicy rynku będą dysponowali zaledwie kilkoma miesiącami na dostosowanie się do nowych reguł, w wariancie pesymistycznym nowe zasady rozliczenia mogą wejść w życie zaledwie po okresie 14 dni vacatio legis, co jest zdecydowanie zbyt krótkim okresem. To cios w polskie małe i średnie firmy zatrudniające dziesiątki tysięcy pracowników.  W ocenie Stowarzyszenia absolutnie kluczowe jest utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wyprowadzających energię do sieci do 31.12.2023 roku. Pozwoli to przedsiębiorstwom dostosować się do nowych warunków, utrzymać miejsca pracy, a przyszłym prosumentom da to czas na dokładne poznanie nowego systemu.  Pragniemy również zauważyć, że same zapisy projektu ustawy, w odbiorze większości przyszłych prosumentów stanowią radykalne pogorszenie warunków ekonomicznych montażu instalacji. Dla statystycznej instalacji nowy system rozliczenia oznacza spadek korzyści finansowych o ok. 38%.  W świetle ostatnich badań ASM - Centrum Badań i Analiz Rynku ¾ właścicieli domów, nieposiadających fotowoltaiki, deklaruje chęć inwestycji w taką instalację w ciągu dwóch lat. Zapowiedź likwidacji systemu opustów może spowodować potężną kumulację montaży mikroinstalacji w drugim półroczu 2021, i co się z tym wiąże, późniejszą zapaść rynku, co dodatkowo przyczyni się do zwiększenia występujących problemów w sieciach niskiego napięcia.  Likwidacja systemu opustów w tak krótkim czasie, może nieść za sobą szereg negatywnych konsekwencji:  ● Likwidacja dziesiątek tysięcy miejsc pracy w roku 2022 oraz kłopoty dla wielu polskich przedsiębiorców.  ● Zagrożenie utraty środków unijnych, zwłaszcza tych przeznaczonych na programy parasolowe, które bazują na bezgotówkowym wprowadzeniu i poborze energii z sieci. Część projektów jeszcze jest procedowana, środki są przyznane, a przyszli beneficjenci zainwestowali już pieniądze w audyty swoich domów.  ● Skokowo rosnący popyt w II półroczu 2021 będzie powodować wzrost cen instalacji, zmniejszenie ich opłacalności i efektywności ekonomicznej oraz prawdopodobieństwo obniżenia jakości wykonywania usług przez mocno obciążone pracą firmy wykonawcze.  ● Zagrożenie oligopolem na rynku mikroinstalacji fotowoltaicznych, gdyż przewagę rynkową zyskają firmy fotowoltaicznej posiadające jednocześnie koncesję na obrót energią lub współpracujące blisko ze spółkami obrotu. Niewiele firm będzie dysponowało środkami zarówno finansowymi jak i kadrowymi na przystosowanie się do nowych reguł w tak krótkim czasie.  ● Niesprawiedliwie traktowanie prosumentów w stosunku do innych podmiotów funkcjonujących na rynku energii, wobec których prosumenci zmuszani są do działań w pełni rynkowych. Uwidacznia się tu kontrast w stosunku do wsparcia dla dużych instalacji fotowoltaicznych poprzez aukcje OZE, podczas gdy obywatele będą zmuszeni sprzedawać energię taniej niż duże podmioty biznesowe.  ● Powstanie dużych nierówności między prosumentami będącymi w starym znacznie korzystniejszym finansowo systemie a prosumentami będącymi w systemie nowym mniej korzystnym.  ● Projekt ustawy zakłada powstanie zupełnie nowych podmiotów na rynku energii - np. agregatorów, którzy w przyszłości będą odgrywać kluczową rolę w rozliczaniu prosumentów zapewniając im dodatkowe korzyści finansowe z posiadanych mikroinstalacji. Niemniej jednak do realnego wprowadzenia tego typu podmiotów na rynku energii konieczny jest znacznie dłuższy niż zakłada ustawa okres przejściowy. Dodatkowo rynek zakupu energii przez gospodarstwa domowe jest rynkiem regulowanym a cena zakupu energii przez gospodarstwo domowe jest niższa niż jej wartość rynkowa. Faktycznie korzyści dla prosumentów mogą przynieść agregatorzy po uwolnieniu cen energii elektrycznej.  ● Ograniczenie tzw. “l ocal contentu” . Koncentracja fotowoltaiki w dużych projektach to mniej miejsca na rynku dla polskich producentów, firm inżynieryjno-wykonawczo-projektowych oraz instalacyjnych.  Jako Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej deklarujemy chęć współpracy w tworzeniu bardziej przyjaznych zasad sprawiedliwej społecznie transformacji sektora prosumenckich systemów fotowoltaicznych.  Pragniemy także podkreślić że w ocenie Stowarzyszenia projekt ustawy nie daje narzędzi do rozwiązywania problemów występujących w sieciach niskiego napięcia szczególnie uwidaczniający się przekroczeniami dopuszczalnych poziomów napięć. W szczególności nie zobowiązuje Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) do rozpoczęcia procesu niezbędnej modernizacji sieci niskich napięć umożliwiającej jej niezakłóconą dystrybucję energii elektrycznej nie tylko do, ale także od prosumenta. Wraz z rozwojem domowej fotowoltaiki nieodwracalnie zmienił się charakter sieci niskiego napięcia i profil przepływu mocy. Te zmiany nie mogą być w dalszym ciągu ignorowane przez operatorów sieci. Ponadto operatorzy sieci powinni już teraz aktywnie wykorzystać setki tysięcy falowników fotowoltaicznych do stabilizacji parametrów sieci, która w pewnym zakresie jest możliwa z wykorzystaniem tych urządzeń choćby poprzez opracowanie jednego spójnego na terenie całego kraju banku nastaw. Rola ta przerzucona jest w ustawie na agregatorów za pomocą świadczenia np. usług elastyczności, niemniej jednak wzorem innych krajów to w pierwszej kolejności OSD powinny wykorzystać potencjał źródeł wytwórczych do stabilizacji pracy sieci. Należy także podkreślić, że instalacje PV nie są przyczyną problemów w sieciach niskiego napięcia, a jedynie uwidaczniają złe zarządzanie tymi sieciami przez OSD oraz niedostateczną modernizację szczególnie na terenach słabiej zurbanizowanych. W konsekwencji zakładany w przyszłości rozwój pomp ciepła, samochodów elektrycznych czy innych urządzeń wymagających stabilnego zasilania w okolicach mocy umownej obiektu będzie przyczyną narastających problemów z sieciami niskiego napięcia. Dlatego też w ocenie Stowarzyszenia konieczne jest zobligowanie OSD do ciągłej identyfikacji miejsc w sieciach niskiego napięcia, w których występują problemy ze stabilną pracą, co pozwoli w prawidłowy sposób kierować środki zaradcze. Projekt ustawy nie wprowadza także wystarczających zachęt do wzrostu bieżącej auto konsumpcji czy instalacji magazynów energii. W ocenie Stowarzyszenia należy także rozpocząć dyskusję na temat zmiany w modelu wykorzystania mocy umownej, a w konsekwencji modelu przyłączenia mikroinstalacji. Na obszarach, gdzie OSD identyfikuje problemy z działaniem sieci wynikające z liczby przyłączonych mikroinstalacji należy rozpocząć pracę nad rozwiązaniami legislacyjnymi i technicznymi, które zmierzałyby do wprowadzenia limitu wprowadzanej mocy przez kolejne nowo przyłączane mikroinstalacje np. do wartości 70% mocy umownej, z zastrzeżeniem możliwości swobodnego wprowadzenia mocy do wartości mocy umownej po zastosowaniu magazynów energii, lub innych rozwiązań zwiększających bieżącą autokonsumpcję w czasie piku produkcji. Tego typu rozwiązanie z jednej strony pozwoliłoby na dalszy swobodny rozwój fotowoltaiki w obszarach gdzie nasycenie instalacjami jest niskie (w Polsce ciągle jest wiele takich obszarów), z kolei w obszarach o wysokim nasyceniu lub słabej infrastrukturze moc wprowadzana do sieci zostałaby ograniczona lub rozłożona w czasie za pomocą magazynów energii. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Jarosław Supłacz | Potrzeba jest natychmiastowego zatrzymania możliwości podpisywania niekorzystnych dla energetyki i konsumentów umów z prosumentami na kilkunastoletnie okresy.  Posiadacze paneli słonecznych oddają nadwyżki prądu najczęściej wtedy gdy jest nadmiar energii elektrycznej na rynku, odbierają natomiast 80% energii wówczas gdy jest deficyt mocy w sieci energetycznej. Cena energii gdy jest jej nadmiar na rynku może być nawet ujemna, były takie przypadki w Niemczech gdy farmy wiatrowe działały pełną mocą, do tego działały elektrownie klasyczne gwarantujące moc, a rynek potrzebował znacznie mniej energii niż wynosiła podaż.  Więcej na temat generowania kosztów przez prosumentów w systemie elektroenergetycznym w załączonym materiale:  ***Prosumenci płacą haracz konsumentom*** | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Tyski Klaster Energii | Dalszy brak uregulowania sprawy klastrów energii, jak również ujęcia ich w społecznościach energetycznych.  W całej Polsce po zachętach Ministerstwa Energii od 2018 roku założonych zostało wiele klastrów energii. Aktualnie nie ma żadnych regulacji prawnych ani systemu wsparcia dla tego rodzaju porozumień. Zarówno obecnej jak i nowe klastry mają problem z zaoferowaniem swoim członkom jakichkolwiek korzyści z uczestnictwa w porozumieniu. Wiele podmiotów poświęca swój czas i potencjał dla dobra całej społeczności klastrowej, jednak przy braku jakiegokolwiek wsparcia czy ram prawnych nie ma możliwości osiągnięcia korzyści. Rozwój klastrów energii w Polsce jest silnie uzależniony od zachęt do budowy takich społeczności, przy aktualnym braku jakiegokolwiek wsparcia ze strony Ustawodawcy idee klastrowe skazane są na porażkę. | **Uwaga nieuwzględniona**  Wykracza ona poza zakres projektu. |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | Brak zniesienia mechanizmu spółdzielni energetycznej w uOZE, pomimo braku jego zgodności z prawem unijnym.  Mechanizm spółdzielni energetyczny zwalniający spółdzielnie z kosztów opłat dystrybucyjnych oraz odpowiedzialności za bilansowanie handlowe dla jednostek wytwórczych o mocy powyżej 400 kW, jest niezgodny z art. 16 dyrektywy 2019/944, art. 22 dyrektywy 2018/2001, które wymagają aby takie podmioty ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe oraz art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943, który wymaga aby jednostki o mocy powyżej 400 kW ponosiły koszty bilansowania. | **Uwaga nieuwzględniona**  Wykracza ona poza zakres projektu. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Brak zniesienia mechanizmu spółdzielni energetycznej w uOZE, pomimo braku jego zgodności z prawem unijnym.  Mechanizm spółdzielni energetyczny zwalniający spółdzielnie z kosztów opłat dystrybucyjnych oraz odpowiedzialności za bilansowanie handlowe dla jednostek wytwórczych o mocy powyżej 400 kW, jest niezgodny z art. 16 dyrektywy 2019/944, art. 22 dyrektywy 2018/2001, które wymagają aby takie podmioty ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe oraz art. 5 rozporządzenia (UE) 2019/943, który wymaga aby jednostki o mocy powyżej 400 kW ponosiły koszty bilansowania. | **Uwaga nieuwzględniona**  Wykracza ona poza zakres projektu. |
|  | Uwaga ogólna | TAURON Polska Energia | W zmianach do ustawy OZE brakuje doprecyzowań w zakresie obsługi „nowego prosumenta” (po 1 stycznia 2022 r.). Brak wskazania niezbędnych dokumentów na podstawie których prosument ten ma być rozliczany. Wymóg dokumentów dedykowanych dla „starego prosumenta” pozostał w dotychczasowej postaci, co mylnie może wskazywać na wymóg również dla „nowego prosumenta”. „Nowy prosument” powinien sprzedawać energię na podstawie umowy sprzedażowej i dystrybucyjnej wytwórczej, a nie kompleksowej, o czym ustawa nie wspomina. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W konsekwencji wprowadzenia zmiany sposobu rozliczania prosumentów, analogiczną zmianę należy wprowadzić dla spółdzielni energetycznych (art. 38c ust. 3).  Pozostawienie zapisu art. 38c ust. 3 w obecnym brzmieniu będzie generować straty dla sprzedawców zobowiązanych. | **Uwaga nieuwzględniona**  Wykracza ona poza zakres projektu |
|  | Uwaga ogólna | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | W konsekwencji wprowadzenia zmiany sposobu rozliczania prosumentów, analogiczną zmianę należy wprowadzić dla spółdzielni energetycznych (art. 38c ust. 3).  Pozostawienie zapisu art. 38c ust. 3 w obecnym brzmieniu będzie generować straty dla sprzedawców zobowiązanych, dla których nie przewidziano źródła pokrycia. | **Uwaga nieuwzględniona**  Wykracza ona poza zakres projektu. |
|  | Uwaga ogólna | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Brak jest propozycji zmian przepisów, które likwidowałyby straty sprzedawców zobowiązanych wynikające z rozliczania prosumentów energii odnawialnej, którzy przyłączyli (lub przyłączą) swoje źródła wytwórcze przed 1 stycznia 2022 r.  Warto wprowadzić dodatkowe zachęty dla prosumentów do zmiany formuły rozliczeń i aktywnego ich uczestnictwa w procesie tej zmiany. Jeżeli tę zachętę mają proponować sprzedawcy, to będzie ona również generować koszty po ich stronie.  Ponadto, zobowiązanie sprzedawców zobowiązanych do odbioru energii od prosumentów po gwarantowanej stawce wskazanej w ustawie również będzie generować narastające straty – szczególnie że dalszy przyrost mocy fotowoltaicznych doprowadzi do szybkiego obniżenia wartości rynkowej profilu pracy generacji dominującej wśród prosumentów technologii wytwórczej. Ustawa powinna wskazywać źródło pokrycia strat handlowych sprzedawców zobowiązanych , które wynikają z planowanej do wprowadzenia regulacji – szczególnie że sprzedawcy zobowiązani ponosili już straty z tego samego powodu w analogicznym mechanizmie funkcjonującym historycznie dla wszystkich instalacji OZE.  Podsumowując, rozwój zielonej i niskoemisyjnej energetyki i gospodarki nie może prowadzić do negatywnych wyników finansowych sprzedawców zobowiązanych, którzy będą aktywnie uczestniczyć w tej transformacji. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Brak propozycji zmian przepisów, które likwidowałyby straty sprzedawców zobowiązanych wynikające z rozliczania prosumentów energii odnawialnej, którzy przyłączyli (lub przyłączą) swoje źródła wytwórcze przez 1 stycznia 2022 r.  Warto wprowadzić dodatkowe zachęty dla prosumentów do zmiany formuły rozliczeń i aktywnego ich uczestnictwa w procesie tej zmiany. Jeżeli tę zachętę mają proponować sprzedawcy, to będzie ona również generować koszty po ich stronie.  Ponadto, zobowiązanie sprzedawców zobowiązanych do odbioru energii od prosumentów po gwarantowanej stawce wskazanej w ustawie również będzie generować narastające straty – szczególnie że dalszy przyrost mocy fotowoltaicznych doprowadzi do szybkiego obniżenia wartości rynkowej profilu pracy generacji dominującej wśród prosumentów technologii wytwórczej. Ustawa powinna wskazywać źródło pokrycia strat handlowych sprzedawców zobowiązanych, które wynikają z planowanej do wprowadzenia regulacji – szczególnie że sprzedawcy zobowiązani ponosili już straty z tego samego powodu w analogicznym mechanizmie funkcjonującym historycznie dla wszystkich instalacji OZE.  Podsumowując, rozwój zielonej i niskoemisyjnej energetyki i gospodarki nie może prowadzić do negatywnych wyników finansowych sprzedawców zobowiązanych, którzy będą aktywnie uczestniczyć w tej transformacji. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczących nowy rozliczeń dla prosumentów zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W zmianach do ustawy OZE brakuje doprecyzowań w zakresie obsługi „nowego prosumenta” (po 1 stycznia 2022 r.). Brak wskazania niezbędnych dokumentów na podstawie których prosument ten ma być rozliczany. Wymóg dokumentów dedykowanych dla „starego prosumenta” pozostał w dotychczasowej postaci, co mylnie może wskazywać na wymóg również dla „nowego prosumenta”. „Nowy prosument” powinien sprzedawać energię na podstawie umowy sprzedażowej i dystrybucyjnej wytwórczej, a nie kompleksowej, o czym ustawa nie wspomina. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Arek91 | Wprowadzenie nowych zasad całkowicie neguje sens instalowania fotovoltaiki na potrzeby ogrzewania domów pompami ciepła. Koszt instalacji na potrzeby ogrzewania domu przy założeniu że w ciągu roku odsprzedam wystarczająco dużo energii aby w okresie grzewczym z niej korzystać według nowych warunków będzie prawie 3 razy większy niż obecnie co całkowicie przekreśla sens istnienia takiego rozwiązania.    Koszt magazynu energii na potrzeby ogrzewania domu 5000 kWh to około 200 tysięcy złotych. Zamiast wydawać tyle lepiej płatność rozłożyć na 15 - 20 lat w formie rachunków za prąd.    Gdzie tu sens i logika? | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie na rzecz efektywności | Zdaniem Stowarzyszenia i organizacji z nami współpracujących, niezrozumiała dla nas jest propozycja, aby w art. 2 pkt 27a ustawy o OZE usunąć sformułowanie, iż prosumentem energii odnawialnej jest odbiorca wytwarzający energię “wyłącznie” z odnawialnych źródeł energii. Tego typu modyfikacja w ustawie wypaczyć może zupełnie podstawowe założenie energetyki obywatelskiej i idei transformacji polskiego rynku energii w kierunku odnawialnej i bezemisyjnej energetyki.  Ponadto, projekt wprowadza nowy sposób rozliczeń prosumentów ze sprzedawcami energii, według którego cena odkupu przez sprzedawcę wyprodukowanej przez prosumenta nadwyżki energii będzie wynosić 100% średniej sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez prezesa URE. Dziś, cena ta wynosi 256,22 zł za MWh (cena za IV kw. 2020 r.), podczas gdy cena, po jakiej prosumenci będą kupować energię w chwilach, gdy ich instalacja PV nie będzie pracować, wynosi obecnie ok. 667 zł za MWh (taryfa G11 według stawek PGE, z uwzględnieniem opłat dystrybucyjnych, IV kw. 2020 r.). Jest więc ona o 160% wyższa od proponowanej ceny odkupu. W praktyce oznaczałoby to ogromny spadek opłacalności korzystania z instalacji PV i naszym zdaniem żadna z pozostałych, proponowanych w projekcie korzystnych zmian dla prosumenta, nie będzie w stanie odwrócić trendu odchodzenia od OZE, wywołanego wprowadzeniem powyższego systemu rozliczania sprzedaży i zakupu energii. Obecne inwestycje w instalacje PV realizowane przez prosumentów, z założenia miały być instalacjami nieprofesjonalnymi, a często ich właściciele kierowali się zasadą realizacji własnych potrzeb energetycznych, np. w grupie rolników, czy gospodarstw domowych, a nie świadomego udziału w mechanizmach rynku energetycznego. Nie zgadamy się też ze stwierdzeniem, że dyrektywa IEMD wymusza przejście na taki system rozliczeń w połączeniu z tak drastycznie szybkim terminem. Dyrektywa owszem nakazuje wprowadzenie systemu umożliwiającego osobne rozliczenie energii wprowadzanej i zużywanej z sieci dopiero od roku 2024, zatem nie znajduje uzasadnienia propozycja wprowadzenia zmian w terminie już od początku roku 2022. Zaznaczyć należy, że dyrektywa IEMD do końca 2023 roku nie zakazuje kontynuacji przez państwa członkowskie innych systemów rozliczeń, co tym samym oznacza możliwość zaoferowania prosumentom jeszcze przez 2,5 roku alternatywnych systemów rozliczeń energii.  Naszym zdaniem na prosumentów i potencjał już wytworzony należałoby spojrzeć niż wynika to z projektu legislacyjnego. Zgodnie z dyrektywą o promocji energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II), która również wymaga wdrożenia do polskiego prawa, państwa członkowskie mają obowiązek promocji, wspierania i oferowania preferencyjnych warunków dla rozwoju energii odnawialnej i obywateli, którzy chcą się do tego rozwoju przyczyniać. Oznacza to, że nie jest celowym budowanie konkurencji pomiędzy wszystkimi prosumentami a innymi producentami energii na zasadach rynkowych. Warto zastanowić się nad rozdziałem prosumentów na tych, którzy chcą pełnić bierną rolę na rynku energii (maksymalizacja autokonsumpcji) i tych aktywnych, w oparciu o których będzie można budować usługi przyszłych agregatorów. Wydaje się, że zaproponowane w projekcie rozwiązanie nie tylko nie oferuje oczekiwanych warunków preferencyjnych, ale stworzy nieuzasadnioną i nieuczciwą konkurencję pomiędzy dużymi instalacjami PV wspieranymi przez aukcje OZE, a prosumentami, którzy w efekcie zmuszeni będą sprzedawać energię taniej niż profesjonalne podmioty. Naszym zdaniem ważnym podkreślenia jest także fakt drugiej strony czyli Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD). Doskonale wiemy, m.in. dzięki dotychczasowym doświadczeniom we współpracy z OSD, a także wizytom studyjnym realizowanym przez nas u operatorów w Niemczech, że przed OSD stoją liczne wyzwania. Już w roku 2014 i 2015 podczas wizyt, strona niemiecka wskazywana na potencjalne wyzwania w zakresie rozproszonej energii z OZE, wskazując naszym operatorom (PGE, Tauron, Enea, Energa), że mają idealny moment (przed boomem PV w Polsce) na realizacje tych inwestycji, które zwiększą elastyczność i responsywność na nadchodzące zjawiska. Już wówczas pojawiały się sugestie ekspertów (m.in. śp. prof. Żmijewskiego) o konieczności transformacji w kierunku dynamicznego rozwoju sieci i tym samym realizacji kierunków bardziej zielonego miksu energetycznego Polski. Wydaje się niezwykle ważne, aby OSD mogły takie inwestycje realizować, czyli rozwój i modernizację sieci energetycznych w Polsce, co ostatecznie wpłynie pozytywnie także na Krajowy System Elektroenergetyczny, zarządzany przez PSE SA.  Projekt legislacyjny wprowadza również obywatelskie społeczności energetyczne. Dla podmiotów tych, zgodnie ze wskazaniami dyrektywy IEMD, zaproponowano słuszne w większości założenia. Jednak naszą obawę budzi zdanie „społeczności będą ponosić odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które spowodują w systemie elektroenergetycznym”. To założenie wymaga doprecyzowania (fizyczne/handlowe), ale biorąc pod uwagę zaproponowane zmiany rozliczeń prosumentów, opisane przez nas wcześniej - zasady rozliczenia nadwyżek wyprodukowanej przez społeczności energii mogą być na tyle niekorzystne, iż zniechęcą potencjalnie zainteresowanych obywateli i podmioty do zakładania takich form udziału w rynku energii.  Uzupełniając, naszym zdaniem transpozycja dyrektyw IEMD i RED II powinna być spójna i nie tworzyć dublujących się rozwiązań prawnych – nowych podmiotów na rynku energii z jednej i drugiej dyrektywy, a i tak państwa członkowskie będą zachęcane i rozliczane przede wszystkim z tego, w jaki sposób i w jakim zakresie wdrożyły dyrektywę promującą odnawialne źródła energii. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Mariusz Wójcik  HEAT ENERGIA | Dzień dobry,  jestem na etapie budowy domu gdzie cały jest zaprojektowany pod ogrzewanie elektryczne foliami grzewczymi, ponadto budujemy do niego wiatę na auto elektryczne i z tyłu basen ogrzewany pompą ciepła.  Do działki specjalnie nie podprowadzałem gazu ani innych mediów prócz prądu z uwagi na projekt domu zero emisyjny.  Na chwilę obecną mam zrobione tylko fundamenty nie mam zrobionego przyłącza energii eklektycznej ponieważ teraz czeka się ok. 2 lat od podpisania umowy. Umowę podpisałem zeszłego roku zamówiłem sobie moc przyłączeniową 32 kW za co zapłacę oczywiście więcej. Ponieważ za każdy kilowat mocy przyłączeniowej więcej w PGE się płaci.  Jeżeli od nowego roku zmienią się przepisy to projekt domu i koncepcja jest stracona.  Nie mam zaprojektowanych kominów a sposób rozliczania jest dużo mniej korzystny niż w chwili obecnej.  Proszę o nie wprowadzanie nowych przepisów w życie ponieważ są dla obywateli nie korzystne i obciążające.  Ponadto jeżeli Państwo zmienicie przepisy to zmniejszy się ilość klientów zainteresowanych wymianą kotłów na Pompy Ciepła , ogrzewania elektryczne oraz montażu fotowoltaiki.  Jeżeli chcecie zmieniać klimat to proszę iść z duchem czasu a nie wracać się do epoki kamienia łupanego i siedzenia w jaskiniach paląc ściętym drzewem z lasu.  Ludzie po epidemii chcą normalności a nie ciągłych zmian na gorsze.  Podatki płyną od obywateli i to ich należy zapytać w pierwszej kolejności czego oczekują i chcą. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Paweł Palac | Jestem przeciw wprowadzeniu nowych zasad rozliczania pv! | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Wojciech Markowicz | Uważam że zmiany na niekorzystny system rozliczeń zahamują branżę spowodują niższe dochody tych firm a co za tym idzie niższe podatki odprowadzane do państwa. Stracą również prosumenci i na pewno pomniejszy się znacznie ich rzesza. Zyskają tylko przedsiębiorstwa energetyczne które nieustannie podnoszą ceny prądu i nie inwestują w modernizację sieci. Może zamiast takich zmian nałożyć na państwowe molochy energetyczne obowiązek modernizacji utworzenia banków energii . Pozdrawiam | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Soltech Energy Maciej Rolski Łukasz Wachowiak s.c. | W imieniu branży postulujemy wprowadzenie minimum dwuletniego okresu przejściowego i utrzymanie obecnego systemu opustów dla nowych prosumentów wyprowadzających energię do sieci do 31.12.2023 roku.    Pozwoli to przedsiębiorstwom dostosować się do nowych warunków, utrzymać miejsca pracy, a przyszłym prosumentom da to czas na dokładne poznanie nowego systemu.  Pragniemy również zauważyć, że same zapisy projektu ustawy, w odbiorze większości przyszłych prosumentów stanowią radykalne pogorszenie warunków ekonomicznych montażu instalacji. W świetle ostatnich badań ASM – Centrum Badań i Analiz Rynku ¾ właścicieli domów, nie posiadających fotowoltaiki, deklaruje chęć inwestycji w taką instalację w ciągu dwóch lat. Zapowiedź likwidacji systemu opustów może spowodować potężną kumulację montażu mikroinstalacji w drugim półroczu 2021, i co się z tym wiąże, późniejszą zapaść rynku, co dodatkowo przyczyni się do zwiększenia występujących problemów w sieciach niskiego napięcia. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Związek Banków Polskich | 1. Zmiana w nowelizacji Ustawy o odnawialnych źródłach energii (UOZE) systemu rozliczeń prosumentów korzystających mikroinstalacji rozliczających się na zasadzie opustów.   Istniejący od połowy 2016 r. system opustów (net-metering w kWh) przyczynił się do bardzo szybkiego rozwoju mikroinstalacji fotowoltaicznych. Niestety sukces uwidocznił jednak duże niedostatki tego systemu z punktu widzenia równowagi interesów prosumentów z jednej strony, a operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz sprzedawców zobowiązanych z drugiej.  Szukając kompromisu między skutecznym wspieraniem rozwoju prosumenckich instalacji OZE a interesami OSD i sprzedawców zobowiązanych, z pełnym poszanowaniem jednolitych regulacji UE (które Państwo wdrażacie), proponujemy z dniem 1.01.2022 r.:   1. zamknąć możliwość wejścia do systemu opustów dla przedsiębiorców, którym – jako profesjonalistom w obrocie gospodarczym - pozostałaby tylko możliwość korzystania z nowych reguł (w tym usług agregatorów), 2. przejściowo, na okres do 31.12.2023r (w zgodzie z regulacjami UE), utrzymać dla konsumentów – równolegle z nowymi regułami - możliwość wejścia do systemu opustów dla beneficjentów tego systemu sprzed nowelizacji UOZE z 2019 r. (co do zasady osobom fizycznym), ograniczając jednak maksymalną wielkość instalacji prosumenckich korzystających z systemu opustów do 20 kW (co wystarczy do budowy instalacji PV z pompą ciepła).   Proponowana przez nas zmiana umożliwi wdrożenie jednolitych regulacji UE, a z drugiej strony zminimalizuje szok dla rozwoju instalacji PV, zwłaszcza tych budowanych przez osoby fizyczne. Dodatkowy czas umożliwi podjęcie i rozwój działalności (i oferty) przez agregatorów i zminimalizuje ekspozycję osób fizycznych na „panikę” wywoływaną na rynku przez niektórych instalatorów instalacji PV.  W przypadku podzielenia przez Pana Ministra naszej propozycji deklarujemy gotowość do eksperckiego udziału w wypracowaniu odpowiednich rozwiązań legislacyjnych. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa | Kierunek proponowanych zmian w sposobie rozliczenia prosumentów i zwiększenie roli mechanizmów rynkowych należy ocenić pozytywnie, jednak tak radykalne zmiany wprowadzane w tak krótkim czasie należy poprzedzić dokładnymi analizami i ocenami skutków ich wprowadzenia.  Z jednej strony wprowadzenie równych, rynkowych mechanizmów funkcjonowania dla wszystkich producentów energii w systemie, może przynieść pozytywne efekty w postaci obniżenia hurtowych cen energii elektrycznej. Zaproponowane zmiany dla prosumentów mogą również stworzyć motywację do inwestycji w magazyny energii, które mogą zwiększyć racjonalność zużycia energii poprzez jego dostosowanie do aktualnej sytuacji popytowo-podażowej w systemie oraz lokalnych warunków sieciowych. Większa świadomość i aktywizacja odbiorców końcowych jest niezmiernie ważna w długoterminowej transformacji sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Uelastycznienie popytu odbiorców końcowych, którzy posiadają ku temu dziś niewykorzystywany potencjał, otwiera szansę na szersze wykorzystanie OZE w systemie bez konieczności ponoszenia nakładów na moce rezerwowe.  Z drugiej jednak strony proponowane zmiany mogą drastycznie zmienić warunki inwestycji i spowodować załamanie rynku prosumenckiego i zablokowanie potencjału najmniejszych odbiorców w partycypacji w rozwoju tak bardzo potrzebnych zielonych mocy w polskim systemie. Skutki wprowadzenia zmian dla stopnia wykorzystania potencjału prosumentów nie zostały w projekcie wystarczająco szczegółowo przedstawione.  Nowy sposób rozliczania prosumentów może prowadzić także do bardziej sprawiedliwej partycypacji poszczególnych grup odbiorców w ponoszeniu kosztów sieciowych, które generują oni dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Naszym zdaniem wskazane jest dążenie do ustalania kosztów sieciowych w sposób jak najbardziej zbliżony do faktycznych kosztów wykorzystania sieci generowanych przez danego odbiorcę końcowego. W tym celu należy jednak dokonać szczegółowych analiz wpływu prosumentów na sieć elektroenergetyczną i generowane koszty dla operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego oraz wpływu na koszty sieciowe ponoszone przez pozostałych odbiorców.  Priorytetowym wyzwaniem jest transformacja polskiego systemu elektroenergetycznego w kierunku niskoemisyjnym. Zaangażowanie prosumentów jest jednym z dostępnych działań i niezbędne, dlatego należy dążyć do zrównoważonego, stabilnego rozwoju rozproszonych jednostek wytwórczych w pespektywie średnioterminowej, z poszanowaniem pozostałych użytkowników systemu. Wprowadzanie jednak tak istotnych zmian dla prosumentów powinno zostać poprzedzone szczegółowymi, rzetelnymi analizami, tak aby zapewnić optymalne korzyści dla wszystkich użytkowników sieci. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga ogólna | Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego | 1. Zmiana w nowelizacji UOZE systemu rozliczeń prosumentów korzystających mikroinstalacji rozliczających się na zasadzie opustów:   Istniejący od połowy 2016r system opustów (net-metering w kWh) przyczynił się do bardzo szybkiego rozwoju mikroinstalacji fotowoltaicznych. Niestety ten sukces uwidocznił jednak duże niedostatki tego systemu z punktu widzenia równowagi interesów prosumentów z jednej strony, a operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz sprzedawców zobowiązanych z drugiej. Nierównowaga ta została dodatkowo pogłębiona rozszerzeniem, w nowelizacji UOZE dokonanej w 2019r. systemu opustów na przedsiębiorców. Do argumentacji za zmianą reguł rozliczania prosumenckich mikroinstalacji doszła dodatkowo konieczność wdrożenia jednolicie obowiązujących uregulowań obowiązujących w UE, na które wskazuje się  w Uzasadnieniu do obecnej nowelizacji Prawa Energetycznego i UOZE.  Szukając kompromisu między skutecznym wspieraniem rozwoju prosumenckich instalacji OZE a interesami OSD i sprzedawców zobowiązanych, z pełnym poszanowaniem jednolitych regulacji UE (które są wdrażanee), proponujemy z dniem 1.01.2022r:   1. zamknąć możliwość wejścia do systemu opustów dla przedsiębiorców, którym – jako profesjonalistom w obrocie gospodarczym - pozostałaby tylko możliwość korzystania z nowych reguł (w tym usług agregatorów), 2. przejściowo, na okres do 31.12.2023r (w zgodzie z regulacjami UE), utrzymać – równolegle z nowymi regułami - możliwość wejścia do systemu opustów dla beneficjentów tego systemu sprzed nowelizacji UOZE z 2019r (co do zasady osobom fizycznym), ograniczająć jednak maksymalną wielkość instalacji prosumenckich korzystających z systemu opustów do 20 kW (co wystarczy do budowy instalacji PV z pompą ciepła).   Proponowana przez nas zmiana umożliwi wdrożenie jednolitych regulacji UE, a z drugiej strony zminimalizuje szok dla rozwoju instalacji PV, zwłaszcza tych budowanych przez osoby fizyczne. Dodatkowy czas umożliwi podjęcie i rozwój działalności (i oferty) przez agregatorów i zminimalizuje ekspozycję osób fizycznych na „panikę” wywoływaną na rynku przez niektórych instalatorów instalacji PV;   1. prosument będzie mógł wytwarzać energię w mikroinstalacji nie tylko z OZE   Art. 2 pkt. 1 dotyczy art. 2 pkt. 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zmiana jest słuszna z punktu widzenia wspierania transformacji energetycznej (np. połączenie prosumenckiej instalacji OZE z lokalną kogeneracją gazową), jednak tym zapisem ustawodawca dopuszcza „mix” różnych energii niekoniecznie odnawialnych, co może rodzić problemy raportowe co do ilości energii odnawialnej i nieodnawialnej. Prosimy o rozważenie celowości uzupełnienia dokonywanej zmiany o przepisy ją operacjonalizujące we wspomnianym przez nas zakresie. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Uwaga szczegółowa - przepis przejściowy | GAZ-SYSTEM | Przepis przejściowy zapewnia dostosowanie do znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne przepisów wykonawczych.  Propozycja przepisu:  Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w [art. 1] zachowują moc do czasu wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej w [art. 1], w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 3 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. | **Uwaga uwzględniona**  Wskazano 24 miesiące. |